



Bundesnetzagentur

NETZAUSBAU

Bedarfsermittlung 2023-2037/2045

Begleitdokument zum Szenariorahmen 2023-2037/2045



JULI 2022



Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	6
Einleitung	8
A Allgemeines zum Szenariorahmen und den Szenarien	10
1. Anmerkungen zum Konsultationsprozess	10
2. Methodik des Szenariorahmens	10
3. Allgemeines zur Gestaltung der Szenarien	11
4. Anzahl der Szenarien	12
5. Konkretes zu den Szenarien	12
6. Berücksichtigung Verteilnetze	12
7. Integrierte Netzplanung (Strom und Gas)/Systementwicklungsplan	12
8. Allgemeines zur Energiepolitik	13
B Konventionelle Erzeugung im Szenariorahmen	13
1. Allgemeines zu konventioneller Erzeugung	13
2. Erdgas	14
3. Wasserstoff	17
4. Abfall	20
5. Pumpspeicher	21
6. KWK-Kraftwerke	21
7. Kraftwerke <10MW	23
8. Versorgungssicherheit	24
C Erneuerbare Erzeugung im Szenariorahmen	25
1. Allgemeines zu erneuerbarer Erzeugung	25
2. Regionalisierung der erneuerbaren Erzeugung	26
3. Wind Onshore	27
4. Wind Offshore	29
5. Photovoltaik	34
6. Biomasse	36
7. Wasserkraft	37
8. Spitzenkappung	37
D Sektorenkopplung und Flexibilisierung	38
1. Allgemeines zu Sektorenkopplung und Flexibilitäten	38
2. Elektromobilität	39
3. Wärmepumpen	41
4. Flexibilisierung Must-Run und KWK	43
5. Ersatz KWK durch Power to Heat	43
6. Power to X	44
7. Demand-Side-Management	52
E Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	53
1. Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs	53
2. Annahmen zur Höhe des Stromverbrauchs	54
3. Großstromverbraucher	57

F Berücksichtigung von Speichermöglichkeiten	58
1. Kleinspeicher	58
2. Großspeicher	59
G Berücksichtigung von Klimaschutzzielen	60
H Marktmodell und Marktdesign	62
1. Allgemeine Aussagen zum Marktdesign	62
2. Allgemeine Aussagen zum Marktmodell	63
3. Modellierung der CO ₂ -Ziele im Marktmodell	63
4. CO ₂ - und Brennstoffpreise	64
I Abfragen	64
1. Raumordnungsabfrage	64
2. Abfrage Verteilnetzbetreiber (Großstromverbraucher)	64
J Europäischer Rahmen	65
1. Allgemeines	65
2. Zuordnung der europäischen Szenarien	65
3. Europäischer Handel	65
K Ausblick	67

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWi, neu: BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DAC-Anlagen	Direct-Air-Capture Anlagen
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators for electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FEP	Flächenentwicklungsplan 2020
GW	Gigawatt
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacity
PCI	Projects of Common Interest
PV	Photovoltaik
PST	Phasenschiebertransformator
SEP	Systementwicklungsplan
SES	Systementwicklungsstrategie
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

Einleitung

Das Verfahren des Stromnetzausbaus

Die Übertragungsnetzbetreiber planen Maßnahmen zum Ausbau unseres Stromnetzes. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass das Stromnetz auch in mehreren Jahren noch den Anforderungen gerecht wird. Für diese Planungen müssen die Übertragungsnetzbetreiber aber wissen, wie die Anforderungen aussehen. Dazu skizzieren sie im Entwurf des Szenariorahmen (SR), wie sich die deutsche Energielandschaft voraussichtlich entwickelt. Die Bundesnetzagentur prüft das Dokument, stellt es zur öffentlichen Diskussion und genehmigt den Szenariorahmen anschließend.

Damit können die Übertragungsnetzbetreiber den Szenariorahmen als Grundlage nutzen, um das Stromnetz der Zukunft zu planen. Dazu erstellen sie den Netzentwicklungsplan (NEP).

Ist dieser ebenfalls nach Überarbeitung und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt, dient er wiederum als Grundlage für den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Der mündet in ein Bundesbedarfsplangesetz. Die darin enthaltenen Netzausbaumaßnahmen gelten als energiewirtschaftlich notwendig.

Für diese Maßnahmen beantragen die Übertragungsnetzbetreiber erst die Bundesfachplanung oder Raumordnung. Darauf folgt die Planfeststellung. Erst wenn die abgeschlossen ist, dürfen die Übertragungsnetzbetreiber eine bestehende Leitung verstärken oder eine neue bauen.

Ausführliche Informationen zu allen Verfahrensschritten bietet die Website: www.netzausbau.de.

Grundlage aller Planungen: der Szenariorahmen

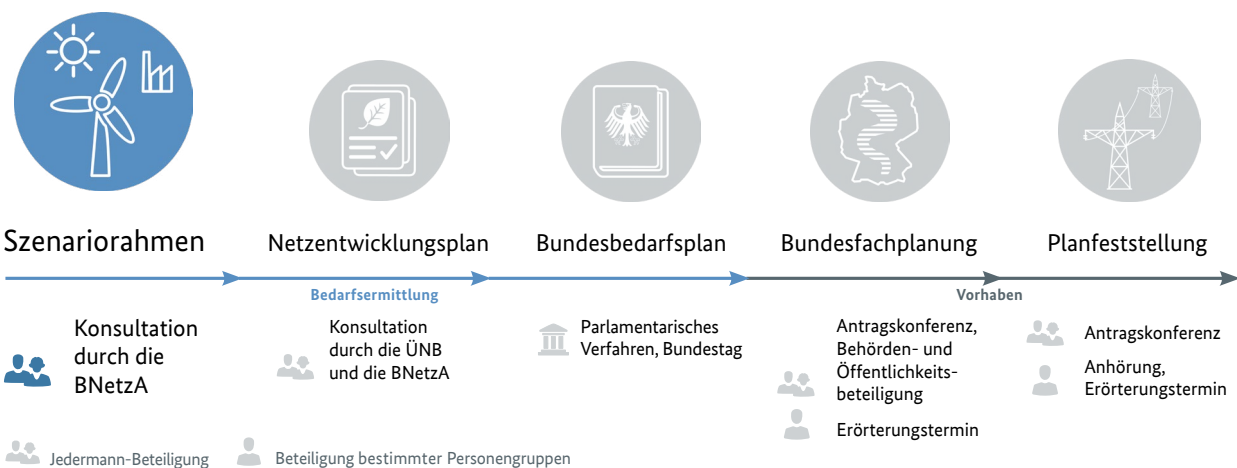
Mit dem Szenariorahmen fängt alles an. Zentrale Frage ist dabei: Wie sieht die deutsche Energielandschaft in einigen Jahren aus? Da das niemand genau vorhersagen kann, werden verschiedene Szenarien erstellt. Die einzelnen Szenarien nehmen beispielsweise unterschiedliche Entwicklungen der Stromnachfrage an.

Regionalisierung

Die angenommene deutsche Energielandschaft soll nun auf die einzelnen Regionen heruntergebrochen werden. Für konventionelle Kraftwerke ist das noch relativ leicht: Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen Informationen zu bestehenden oder beantragten Kraftwerken. Bei den erneuerbaren Energien müssen sie die regionale Verteilung stärker prognostizieren. Dabei berücksichtigen sie, welches Potenzial es für den Ausbau in den einzelnen Bundesländern gibt. Auch der Stromverbrauch unterscheidet sich je nach Region: je nachdem, ob es in einem Bundesland viele Lastzentren gibt oder geben wird. Das können beispielsweise große Städte oder Industrie sein.

Marktmodellierung

Als nächstes wird genau auf Erzeugung und Verbrauch geschaut: Wann wird viel Strom produziert? Wann wird viel verbraucht? Wie sehen die Daten zu Import und Export aus? Der Szenariorahmen legt möglichst konkrete Annahmen zugrunde zur Flexibilisierung von Lasten, Speicherkapazitäten und grenzüberschreitenden Kapazitäten. In die Berechnungen werden die Wetterbedingungen eines ganzen Referenzjahres einbezogen. Mit diesen Informationen kann der Strommarkt modelliert werden. Das Ergebnis der Marktmodellierung sind stundenscharfe Aussagen zu Stromeinspeisungen und -Entnahmen. Sie bestimmen, welche Transportaufgaben das zukünftige Netz bewältigen muss.



Der aktuelle Prozess

Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan werden regelmäßig neu erstellt und zur Diskussion gestellt. Aktuell hat der Szenariorahmen 2023-2037/2045 die verschiedenen Phasen der Öffentlichkeitsbeteiligung und Überprüfung durchlaufen. Die Bundesnetzagentur hat ihn am 08. Juli 2022 genehmigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten der Bundesnetzagentur ihren Entwurf des Dokuments am 10. Januar 2022 vorgelegt.

Sie berücksichtigen im Szenariorahmen die Vorgaben aus dem aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung. So sehen alle Szenarien einen Ausstieg aus der Kohleverstromung vor. Außerdem gehen sie erstmalig vom Ziel aus, bis zum Jahr 2045 ein klimaneutrales Energiesystem für Deutschland zu schaffen.

Der aktuelle Szenariorahmen bietet aber noch eine weitere Besonderheit: Die Übertragungsnetzbetreiber beschreiben in fünf verschiedenen Szenarien die künftigen Entwicklungen der Energielandschaft. Im Vorgänger-Dokument gab es nur vier Szenarien. Drei der aktuellen Szenarien widmen sich dem Zieljahr 2037, zwei dem Jahr 2045.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur in der Genehmigung selbst ein weiteres Szenario zugefügt: Das Szenario C2045. Das geht davon aus, dass einige Effizienzgewinne, die in den anderen Szenarien unterstellt werden, nicht eintreten. Dadurch ergibt sich ein höherer Stromverbrauch, der durch einen noch stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien gedeckt werden muss.

Die detaillierte Darstellung aller genehmigten Szenarien ist dem Genehmigungsdokument zu entnehmen. Dieses Dokument stellt die Ergebnisse der Konsultation des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber dar.

Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 17. Januar bis zum 14. Februar öffentlich zur Diskussion gestellt. Außerdem hat sie zwei öffentliche Dialog-Veranstaltungen dazu ausgerichtet. Die Veranstaltungen fanden online statt.

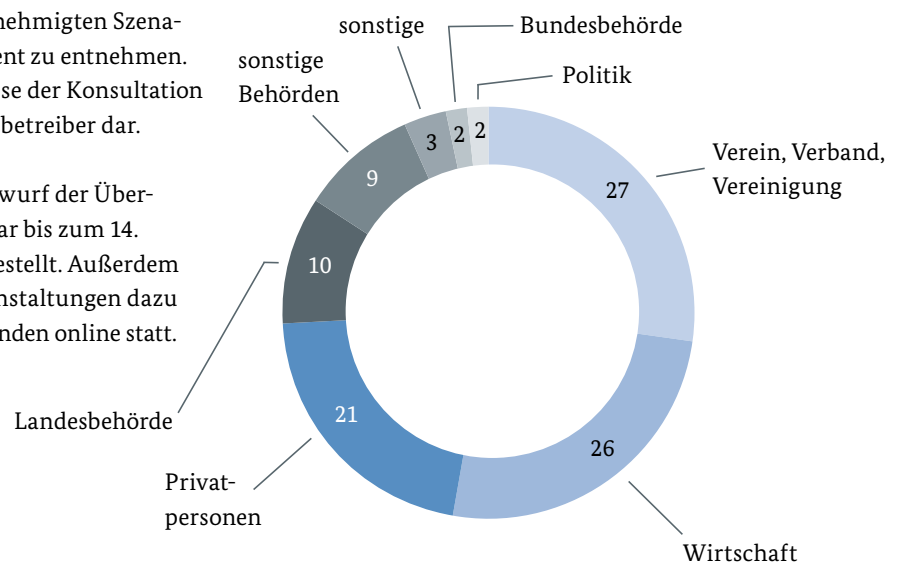
Rund 300 Teilnehmerinnen und Teilnehmer nutzten die Gelegenheit, mit Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über die Annahmen aus dem Dokument zu diskutieren.

Während der Konsultation erreichten die Bundesnetzagentur rund 120 Stellungnahmen. Die hat die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung des Dokuments berücksichtigt.

Auf den folgenden Seiten können Sie genauer nachlesen, welche Äußerungen, Hinweise und Fragen die Bundesnetzagentur erreichten. Alle Argumente werden in diesem Dokument unabhängig von der Einordnung der Bundesnetzagentur und der fachlichen Korrektheit dargestellt. So soll das Meinungsbild aus der Konsultation transparent gemacht werden. Einzig Punkte, die inhaltlich keinen Bezug zum Szenariorahmen aufweisen, sind nicht dargestellt.

In welcher Art und Weise die Argumente der Konsultationsteilnehmer ihre angemessene Berücksichtigung finden, ist an den entsprechenden Stellen in der Szenariorahmengenenehmigung vermerkt.

Dabei sind die Äußerungen für die bessere Übersichtlichkeit mit einer farblichen Markierung versehen. Ein blauer Balken am Rand steht für Argumente, Hinweise oder Fragen, die so oder ähnlich mehrfach genannt wurden. Der graue Balken bedeutet, dass das Argument, der Hinweis oder die Frage nur einmal vorkam. Für die Berücksichtigung durch die Bundesnetzagentur spielt die Häufigkeit keine Rolle.



Verteilung der eingegangenen Hinweise aus der Konsultation nach Absendern in Prozent (gerundet)

A Allgemeines zum Szenariorahmen (SR) und den Szenarien

1. Anmerkungen zum Konsultationsprozess

Mehrfachnennung

- Ein Konsultationszeitraum von nur einem Monat sei für ein derartig komplexes Dokument viel zu kurz. Sie räume den Konsultationsteilnehmern die nicht Hauptberuflich in der Energiewirtschaft tätig sind keine ausreichende Möglichkeit ein den Szenariorahmen ausreichend zu sichten und zu bewerten. Ebenso seien die beiden Online-Veranstaltungen zu nah an dem Abgabetermin und die Veranstaltungen sollten nicht zu normalen Arbeitszeiten stattfinden.
- Die Fragen aus dem Begleitdokument seien ein Ablenkungsmanöver damit die Konsultationsteilnehmer beschäftigt wären. Die Antworten würden bei den weiteren Planungen keine Berücksichtigung finden.
- Die Nichtberücksichtigung der Aarhus-Konvention wird bemängelt. Diese verlange eine Einbeziehung der Bevölkerung zu einem Zeitpunkt, an dem noch alle Optionen offen sind. Das sei bisher komplett versäumt wurden.

Einzelnenennung

- Die Vorstellung des Szenariorahmen-Entwurfs habe nur 20 Minuten von insgesamt 4 Stunden Veranstaltung eingenommen, was deutlich zu wenig sei. Die Fragen nach der Bedeutung des Verteilnetze und der Nutzen eines ausgebauten Übertragungsnetzes bei nicht ausreichender Stromerzeugung, seien in den Workshops nicht zufriedenstellend geklärt worden. Die Veranstaltung sei zudem nicht ausreichend beworben worden, wodurch nur ca. 160 Teilnehmer, wovon nur 11% aus nicht beruflichen Gründen an der Veranstaltung teilnahmen. Damit verfehle dieses Konsultations- und Veranstaltungsformat seine Zielsetzung, Bürgerinnen und Bürger frühzeitig in die Netzentwicklungsplanung einzubinden.
- Erst wenn die Eckpfeiler einer zukunftsfähigen klimaneutralen Stromerzeugung inkl. Standortfrage definiert seien, könne sich daraus die Arten der Bereitstellung und eventuelle Transportwege ergeben. Der bisherige Planungs- und Genehmigungsprozess müsse ausgesetzt werden und durch eine alle Sektoren integrierende Gesamt-Entwicklungsplanung für die Energieinfrastruktur ersetzt werden.

- Vorschläge/Kritiken der Teilnehmer sollten in aggregierter Form veröffentlicht werden.
- Die der Regionalisierung des Zubaus von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zugrundeliegenden Studien sollten veröffentlicht werden.

2. Methodik des Szenariorahmens

Mehrfachnennung

- Die Analyse von klimaneutralen Szenarien wird in den meisten Konsultationsbeiträgen sehr positiv aufgenommen.
- Dabei wird teilweise auch die Detailtiefe bezüglich einzelner Sektoren und dem Einsatz dezentraler Flexibilität gelobt, während andere Beiträge fehlende dezentrale Aspekte bemängeln.
- Das Vorgehen sich dabei auf einschlägige wissenschaftlichen Studien sei grundsätzlich richtig. Teilweise regt sich aber auch Kritik an der Auswahl der Studien, bei der es an Objektivität fehle. Es wird hier teilweise auch eine größere Bandbreite von Studien gefordert.
- Der Netzentwicklungsprozess müsse die optimale Allokation von Speichern und Erzeugung gegen den Netzausbau abwägen oder sich stärker mit der Frage der Verortung von Kraftwerken beschäftigen.
- Der Szenariorahmen sei eine Art Frühwarnsystem, um räumlich ungleiche Belastungen durch die Energiewende frühzeitig zu erkennen. In diesem Zusammenhang wird auch auf die Gesamtbelastung einer Region hingewiesen.
- Es wird die Sorge geäußert, dass bei Änderungen der Rahmenparameter über den Trichter des Szenariorahmen hinaus, eine Zielverfehlung drohe. Daraus resultiert die Forderung nach Sensitivitätsuntersuchungen um die Netzplanung besser gegen falsche Ergebnisse abzusichern. In einem ähnlichen Kontext wird auch eine Risikoanalyse gefordert, die aufzeigen könne welche Entwicklungen den bestätigten Netzausbau infrage stellen könnten.
- Das Ausklammern des Themas der Versorgungssicherheit sei falsch

- Das Thema Systemstabilität müsse stärker in den Fokus gerückt werden
- Praktische Aspekte wie Akzeptanzfragen, Machbarkeit, Fachkräftemangel oder Ressourcenverfügbarkeit müssten eine größere Rolle spielen
- Der Entwurf des Szenariorahmen sei für Laien zu schwer verständlich. Man müsse die Inhalte deshalb noch anders und verständlicher transportieren müsse. Beispielsweise wird hier die Veröffentlichung der Szenarien in einem Szenario Explorer für sinnvoll erachtet. Dies würde zu mehr Transparenz führen.
- Die Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an Szenariorahmen (SR) und Netzentwicklungsplan (NEP) sei falsch, da diese wirtschaftlichen Zwängen unterlägen.

Einzelnenennung

- Zu beachten sei, dass es sich beim Szenariorahmen nicht um eine Prognose handle, sondern um Erwartungen vor dem Hintergrund aktueller gesellschaftspolitischer Entwicklungen.
- Unterschiedliche Preiszonen sollten als Alternative zu Netzausbau und Redispatch betrachtet werden
- Es sollte auch das Jahr 2030 betrachtet werden. Hierbei seien insbesondere Maßnahmen relevant die schnell errichtet werden können, wie beispielsweise der „Netzpuffer“.
- Die ÜNB müssten stärker benennen, wobei es sich um politische Ziele handelt und was demgegenüber fachliche Empfehlungen seien.
- Der gesamte Netzplanungsprozess sei veraltet und müsse zugunsten eines Gesamtplanungsprozesses abgeschafft werden.
- Die Zuständigkeit für den gesamten Szenariorahmen solle direkt bei der Politik liegen
- Die Erstellung und Genehmigung solle bei wissenschaftlichen Institutionen liegen

3. Allgemeines zur Gestaltung der Szenarien

Mehrfachnennung

- Der erstmalige Blick bis nach 2045 wird grundsätzlich sehr positiv aufgenommen. Damit verbunden werden häufig auch die im Vergleich zum letzten Szenariorahmen ambitionierteren Annahmen gelobt.
- Die Abhängigkeit von anderen Ländern in allen Szenarien zu groß und es müsse deshalb ein Szenario geben, welches eine stärkere Autarkie betrachtet.
- Die Szenarien seien zu fokussiert. Angesichts der hohen Unsicherheit bezüglich der realen Entwicklungen sei eine breitere Spreizung der Szenarien sinnvoll.
- Die Untersuchung von Grundsatzalternativen sei erforderlich
- Die Betrachtung von extremere Entwicklungen sei erforderlich.
- Das Thema Dezentralität sei nicht stark genug berücksichtigt
- Die Treibhausgasneutralität – zumindest im Stromsektor – solle bis 2035 mindestens in einem Szenario abgebildet werden.
- Es solle grundsätzlich mehr Energie eingespart werden, da dies nachhaltiger sei als Infrastruktur für einen höheren Energiebedarf zu planen

Einzelnenennung

- Eine Verankerung der Szenarien des Jahres 2045 im EnWG solle aus rechtlicher Perspektive stattfinden.
- Alle Szenarien sollen die Ziele des EEG und die weiteren Ziele der Bundesregierung erreichen
- Die Szenarien seien grundsätzlich nicht realisierbar, da die PV Leistung zu hoch und die Leistungsgradienten nicht beherrschbar seien.
- Die EE-Ziele seien utopisch

4. Anzahl der Szenarien

Mehrfachnennung

- In einigen Beiträgen wird gefordert drei Szenarien im Jahr 2045 zu untersuchen. Konkret gibt es hier beispielsweise die Forderung nach zwei unterschiedlichen Stromwelten, die sich beispielsweise in Punkten der Regionalisierung, Flexibilitätsoptionen und der erneuerbaren Energien unterscheiden.
- Es wird explizit die mangelnde Differenzierung zwischen den Szenarien B und C kritisiert und ein breiterer Trichter für die Szenarien gefordert.
- Einige Beiträge befürworten demgegenüber das gemeinsame Zielszenario B/C 2045 und sehen weitere Szenarien eher als optional an.

Einzelnenennung

- Es könnte das Narrativ unterschiedlich schneller/ambitionierter Transformationsprozesse in den Szenarien B und C beibehalten werden, die aber in zwei verschiedene Szenarien des Jahres 2045 münden.

5. Konkretes zu den Szenarien

Mehrfachnennung

- Die Szenarien B und C seien realistisch und erstrebenswert
- Das Szenario A wird demgegenüber für den Wasserstoffeinsatz in der dezentralen Wärmeerzeugung kritisiert.
- Heterogener sind die Stellungnahmen zum Szenario A bezüglich der Elektrolyseleistung: Die Annahme geringerer Elektrolysekapazität wird in einigen Stellungnahmen gelobt, während andere Stellungnahmen die Erhöhung der Elektrolyseleistung im Szenario A fordern. Letztere Position kritisiert häufig gleichzeitig die Notwendigkeit des hohen Wasserstoffports im Szenario A.
- Teilweise wird eine stärkere Variation zwischen den bestehenden Szenarien eingefordert. Hier wird beispielsweise die Regionalisierung und Leistung der Elektrolyseure und der stärkere Ausbau von Wind Onshore gegenüber Wind Offshore genannt.

Einzelnenennung

- Es sei ein komplett neues Szenario erforderlich, welches ohne Kraftwerksneubau auskommt und ein System beschreibt was nur mit erneuerbaren Energien und lastnaher Flexibilität auskommt.

6. Berücksichtigung Verteilnetze

Mehrfachnennung

- Die angenommenen Lastzuwächse würden zu erheblichem Ausbaubedarf im Verteilnetz führen, da sie zum überwiegenden Teil in das Verteilnetz integriert werden müssten.
- Die Ausgestaltung der Flexibilisierung neuer Verbraucher habe einen signifikanten Einfluss auf den Ausbaubedarf. Insbesondere könne die marktorientierte Betriebsweise zu stärkerer Netzbelastung führen.
- Die Netzverluste stiegen auch im Verteilnetz, weshalb hier höhere Annahmen getroffen werden müssten.

7. Integrierte Netzplanung (Strom und Gas)/ Systementwicklungsstrategie (SES)

Mehrfachnennung

- Die Strom- und Gasnetzinfrastukturplanung müssten integriert geplant werden
- Teilweise wird eine stärkere Abstimmung zwischen den Strom und Gas Prozessen gefordert.
- Ein „Systementwicklungsplan“ oder eine „Systementwicklungsstrategie“ sei sinnvoll, um übergreifende Fragen integriert zu denken. Dabei werden Fragen zur Herkunft von Wasserstoff, zu Wasserstoffkraftwerken oder zur Wärmebereitstellung als Untersuchungsgegenstand genannt.
- Die Planung von Elektrolyseuren sei ein zentrales koppelndes Element.

Einzelnenennung

- Im Zusammenhang mit dem Stichwort „integrierter Planung“ sei auch erforderlich unter „Klimaneutralitätsnetz“ sowohl die langfristige Planung von Strom- als auch Gasinfrastruktur zu verstehen.

8. Allgemeines zur Energiepolitik

Mehrfachnennung

- Der Import von Strom und grünem Wasserstoff aus anderen Ländern sei fragwürdig. Es wird sowohl die Abhängigkeit von anderen Ländern kritisiert, als auch die Befürchtung geäußert, dass diese Importe gar nicht aus 100% EE stammen könnten.
- Demgegenüber wird auch geäußert, dass ein überwiegender Import von Wasserstoff zukünftig gerade realistisch sei.
- Die Planungen im SR und NEP würden keiner Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Annahmen (z.B. Offshore in Norddeutschland) würde so zu einem unnötig teuren Gesamtsystem führen. Der geplante Netzausbau müsse kosteneffizient sein.
- Dezentralität und lastnaher Erzeugung seien zu wenig berücksichtigt.

Einzelnenennung

- Die Szenarien seien nicht konform mit dem 1,5 Grad Ziel. Es wird bezweifelt wird in diesem Zusammenhang eine, dem Szenariorahmen vorgelagerte, Festlegung eines CO₂-Budgets als Grundlage für die Planungsprozesse gefordert.
- Bei der Realisierung der im Szenariorahmen beschriebenen Transformation gebe es erhebliche Umsetzungsprobleme. Viele Unwägbarkeiten und Fallstricke seien nicht hinreichend eingepreist, womit der Szenariorahmen insgesamt unrealistisch sei.
- Der Szenariorahmen müsse die aktuellen Gesetzesänderungen im Rahmen des Osterpakets einpreisen.
- Es dürfe kein Zurück zur Atomkraft geben. Wind und Sonne seien deshalb die Basis der zukünftigen Energieversorgung
- Es sollten sinnvolle regulatorische Neuerungen angenommen werden auch wenn diese noch nicht absehbar seien. So sei beispielsweise eine Annahme von regional unterschiedlichen und dynamischen Netzentgelten sinnvoll.

B Konventionelle Erzeugung im Szenariorahmen

1. Allgemeines zu konventioneller Erzeugung

Einzelnenennung

- Es wird begrüßt, dass in allen Szenarien schon vor dem Jahr 2037 der Kohleausstieg berücksichtigt würde.
- Positiv wird ebenfalls gesehen, dass in allen Szenarien eine umfangliche Flexibilisierung der konventionellen Gaskraftwerke angenommen würde. Ein Neubau von H2-ready Gaskraftwerken sollte zudem möglichst an ehemaligen Kohlekraftwerksstandorten, sofern keine netztopologischen Gründe dagegensprechen, vorgesehen werden.
- Die installierte Leistung in der veröffentlichten Kraftwerksliste würde von der in dem Szenariorahmenentwurf für das Jahr 2045 abweichen. Dies soll laut einer Aussage des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO auf der Dialogveranstaltung zum Szenariorahmenentwurf daran liegen, dass in der veröffentlichten Kraftwerksliste viele kleine Kraftwerke aus der Nahwärme nicht enthalten wären. Gerade diese kleinen Kraftwerke würden allerdings eine wichtige Bedeutung für die dezentrale Sektorenkopplung und somit für die Versorgungssicherheit haben.
- Bei den Annahmen für die einzelnen Szenarien im Szenariorahmenentwurf würde die konventionelle (kontinuierliche) Erzeugungskapazität bei dem zukünftig stark ansteigenden Stromverbrauch insbesondere bei ungünstigen Bedingungen (bspw. Dunkelflaute) nicht ausreichend sein. Diese fehlende kontinuierliche Erzeugungskapazität müsste nicht zwingend auf Gaskraftwerken basieren. Es kämen durchaus andere Technologien, wie bspw. Expansionskraftwerke oder ein deutlich ausgeweitetes Speicherkonzept infrage.

2. Erdgas

Rückbau von Erdgaskraftwerken nach 45 Jahren vs. baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk am Standort

Mehrfachnennung:

- Standorte bereits existierender Kraftwerke sollten gesichert werden, da bereits Netzanschlüsse vorliegen. Es sollte jedoch geprüft werden, ob der Einsatz von 100% grünen Wasserstoffes in Zukunft an den Standorten auch dargestellt werden kann.
- Als Ersatz für Erdgaskraftwerke werden Wind- und PV-Anlagen sowie Wasserstoffkraftwerke gesehen.
- Neue Gaskraftwerke sollten ab sofort auch für Wasserstoff-Kraftwerke genehmigt werden, um eine zukünftig schnelle Umrüstung gewährleisten zu können.
- Es wird angenommen, dass die Transformation insbesondere im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur noch unklar ist. Daher sollte Erdgaskraftwerke länger in Betrieb bleiben als 45 Jahre.
- Bestehende Standorte werden hinsichtlich ihrer Genehmigungssituation und Infrastrukturverfügbarkeit als gute Voraussetzungen für eine entsprechende Nachnutzung gesehen.
- Es wird bei bereits bestehenden Standorten von einer höheren Akzeptanz in der Bevölkerung ausgegangen.

Einzelnenennung

- Es wird Bezug auf die vom BEE in Auftrag gegebenen Studie des Fraunhofer IEE und ISE genommen. Es wird einen regulatorischen Rahmen und stärkere Überbauung der Bioenergie und somit Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz gefordert. Es wird davon ausgegangen, dass Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz zusätzlich benötigter H2-Gasturbinen verzichtet werden kann. Es wird Rückbau und kein Neubau in diesem Zusammenhang vorausgesetzt.
- Die pauschale Annahme eines Rückbaus nach 45 Jahren wird als eine sinnvolle Annahme betrachtet, insbesondere in Anbetracht der oft unbekannt Zustände der Anlagen und die Umrüstung auf klimaneutraler Brennstoffe.

- Die Annahme eines Nettozubaues von nur 12 GW an Gas-Kraftwerke bei gleichzeitig steigender Spitzenlast wird als zu niedrig erachtet.

- Ziel der Kraftwerksmodellierung sollte sein, dass der konventionelle Kraftwerkspark sowohl die Funktionsfähigkeit des Netzes als auch erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit sicherstellt. Ein baugleicher Ersatz bestehender Gaskraftwerke sollte pauschal nicht angenommen werden.

- Es wird kurz- bis mittelfristig davon ausgegangen, dass die hohe Flexibilität von Gaskraftwerken eine sinnvolle Ergänzung zur wachsenden gebotsabhängigen Leistungsbereitstellung aus regenerativen Energiewandlungsanlagen darstellen. Langfristig wird diese Flexibilität in einem gewissen Umfang ebenfalls als notwendig angenommen, um insbesondere längere „Dunkelflauten“ zu überbrücken. Die Umrüstung von Bestandskraftwerken in H2 – sowie Fernwärme-readiness, wird als eine grundlegende Voraussetzung gesehen. Diese diene zur große und damit langfristige Speichervolumina über Wasserstoff, insbesondere in Zeiten, wo nicht ausreichend aus EE-Anlagen generiert werden könne. Im KWK-Bereich sei von Gasturbinen, GuD-Anlagen (ab 20 MW, große Fernwärmenetze) oder BHKWs (bis 10 MW tendenziell kleinere Fernwärmenetze) sowie Gas- und/oder Dampfturbinen im Industriesektor auszugehen.

- Es wird als sinnvoller dargelegt eine Betrachtung von viele kleinere Gaskraftwerke in Erwägung zu ziehen, z.B. mit Sektorkopplung, zur Gewinnung von Fernwärme und für die Wärmewende in den Städten, als wenige Größere zu errichten.

- Es wird daran gezweifelt, dass Gas nach 45 Jahren in jeglicher Form als Energieträger noch eine entscheidende Rolle für die Energiegewinnung spielen wird.

- Systementwicklungsplan, welcher auch das Gas- und Stromnetz integriert betrachtet, wird für die Standort- und Leistungsbestimmung von Erdgaskraftwerken als sinnvolles Instrument erachtet für die Umstrukturierung des gesamten Energiesystems. Es wird weiter ausgeführt, dass die Frage, ob ein Rückbau, ein Ersatzneubau oder ein Neubau an anderer Stelle möglich/ nötig sein werden pauschal nicht beantwortet werden kann.

- Es wird gefordert, dass mit Blick auf das gesamte Energiesystem eruiert werden müsse, wie der grüne Wasserstoff zu den als „H2-ready“-deklarierten Gaskraftwerken gelange. In diesem Zusammenhang solle auch betrachtet ob andere Standorte besser geeignet wären.
- Es wird gefordert, dass ein leistungsgleicher Ersatz von mittleren und großen Erdgaskraftwerken durch Gas/Wasserstoffkraftwerke angenommen werden sollen, da die Anlagen langfristig benötigt werden.

Annahme von Gaskraftwerksneubau an ehemaligen Kohlekraftwerken-Standorten bei Gasnetz-Anschluss

Mehrfachnennung

- Es wird gefordert, dass die neuen Gaskapazitäten idealerweise an Standorten mit bestehenden Netzan-schlüssen errichtet werden, insbesondere dort wo eine Strominfrastruktur und ein noch existierendes bzw. angeschlossenes HÖS/HS Netz vorhanden sei.
- Als Mindestvoraussetzung für einen Gaskraftwerksneubau wird vorausgesetzt, dass die Kraftwerke auf Wasserstofftechnologie ohne kostenintensive Umrüstungen umgebaut werden können und ebenfalls an das geplante zukünftige Wasserstofffernleitungsnetz angeschlossen werden. Sollte die aufgeführte Voraussetzung nicht bestehen, dann sollte kein Neubau erfolgen.

Einzelnenennung

- Es wird davon ausgegangen, dass Kohlekraftwerke nicht an Industriestandorten stehen, sondern an Braunkohlevorkommen. Eine Prüfung inwieweit an diesen Orten ein Ersatz durch Gaskraftwerke den größtmöglichen Nutzen erbringen wird gefordert. Es wird eine Untersuchung im Rahmen des Systementwicklungsplan bzw. Systementwicklungsstrategie hierfür vorgeschlagen.
- Die Annahmen im Bereich von über 150 GW bei PV- und Großbatteriespeichern werden als sehr ambitioniert empfunden.
- Es sollten lastnahen Standorte mit bestehender Infrastruktur, mit der perspektive diese in Zukunft auch für Wasserstoff zu nutzen, bevorzugt berücksichtigt werden für einen Neubau.

- Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind in Abhängigkeit von den Volllaststunden werden flexible Gasturbinen mit entsprechendem Gasspeicher als eine denkbare Lösung vorgeschlagen.
- Ein pauschaler Ansatz für alle Kohlekraftwerksstandorte einen Ersatz durch ein Gaskraftwerk anzunehmen wird als nicht zielführend angebracht. Es wird gefordert, dass diese so dimensioniert werden, dass die bestehenden Prozess- oder Fernwärmebedarfe gedeckt werden können.
- Es wird vorgeschlagen die Förderung zum Neubau an den Standorten über Anreize zu regulieren.
- Es wird gesagt, dass auf Grund der Systematik der Netzentwicklungsplanung Gas (Berücksichtigung von Gaskraftwerken entsprechend §§ 38/39 GasNZV) die vorgesehenen Kapazitäten nicht ausreichen werden, um die im Netzentwicklungsplan Strom vorgesehenen Gaskraftwerke mit unterbrechungsfreien Kapazitäten mit Gas zu versorgen. Eine integrierte Netzentwicklungsplanung von Strom- und Gasnetz wird hierbei als unerlässlich gesehen.
- Eine Kosten-Nutzen-Analyse für die Umrüstung an den Standorten wird zur Zielerreichung „Kohleausstieg bis 2030“ als hilfreich befunden.
- Die Umrüstung von Kohle auf Gas/Wasserstoff wird als positiv betrachtet, da es für KWK-Anlagen mit dem sogenannten Kohle-Ersatzbonus im KWKG angelegt sei. Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass die Umrüstung von Kohle auf Gas/Wasserstoff im Rahmen des Förderprogramms gemäß Entschließungsantrag des Bundestages vom 03.07.2020 im Rahmen des KVBG ebenso angedacht sei. Jedoch wird ebenfalls festgehalten, dass die stillgelegten Kohlekraftwerke nicht eins zu eins ersetzt werden müssen. Es wird angenommen, dass das aus dem aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geförderte Zubau von hocheffizienten Gas-KWK-Anlagen und der mit dem aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderte Zubau an Bioenergie-Anlagen zu einem ausreichenden Zubau an neuen Erzeugungskapazitäten führen wird. Ebenfalls wird ausgeführt, dass wenn junge Kohlekraftwerke auf die flexible Verstromung gasförmiger Brennstoffe umgestellt werden, im gleichen Umfang weniger Bioenergie-Anlagen benötigt werden oder mehr steuerbare Kapazitäten verfügbar sein werden. Es wird empfohlen, im

Rahmen von Pilotprojekten erste wichtige praktische Erfahrungen mit Erzeugung, Transport und Verstromung von grünem Wasserstoff zu sammeln.

Annahme von lastnahen Reservegasturbinen vs. größerer Kraftwerkspark und der dafür notwendige Netzausbaubedarf

Mehrfachnennung

- Die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen wird sachgerecht gesehen mit der Annahme, dass die Netzinfrastruktur modernisiert wird. Es sollten keine größeren Kraftwerkspärke angekommen werden, es gelten massive Effizienz- und Flexibilitätspotenzial auf der Nachfrageseite entsprechend abzubilden.
- Die im Vergleich zu anderen Studien geringere Annahme von Gaskraftwerken wird begrüßt und dass somit der Fokus auch die Integration von Erneuerbare Energien gelegt wird. Es wird ausgeführt, dass die Studien zwar Anhaltspunkte für eine höhere Reservegasturbinenkapazität liefern, aber sie könnten nicht als Grundlage einer detaillierten Berechnung dienen. In diesem Zusammenhang wird ausgeführt, dass eine falsche Abschätzung zu einem nicht benötigten Netzausbaubedarf führen könnte. Die für Versorgungssicherheit notwendige Kapazitäten sollten im Versorgungssicherheitsmonitoring betrachtet werden.

Einzelnenennung

- Es wird angenommen, dass dezentrale Stromerzeugung kleinteilige Reservekapazitäten an neuralgischen Punkten erfordert. Sofern dies notwendig sei, sollte der Brennstoff hierfür Biogas oder grüner Wasserstoff sein.
- Eine zu starke Fokussierung auf Gaskraftwerke könnte nach Annahme des Stellungnehmenden einen Lock-in-Effekt erzeugen.

Annahme von fiktiven Kraftwerke als Reservekraftwerke oder Modellierung von gleichberechtigten Marktkraftwerke

Mehrfachnennung

- Es wird dargelegt, dass die Reservekraftwerke nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen und somit nicht am Marktgeschehen teilnehmen sollten.

Einzelnenennung

- Der Einsatz von sowohl lastnahen Elektrolyseure (Onsite-Elektrolyseure) als auch lastnahen Reserveturbinen wird als nicht sachgerecht eingeschätzt. Vorrangig sollten Flexibilität wie DSM, Interkonnektoren und Pumpspeicher genutzt werden. Die Entscheidung zu lastnahen Reserven sollte nach ausreichender Regionalisierung von

Verbrauch und Erzeugung erfolgen. Für die Finanzierung von Gaskraftwerken wird das Energy-Only-Market als geeignete Instrument vorgetragen.

- Das bestehende Marktdesign müsse angepasst werden. Erste Abschätzungen für eine sinnvolle Integration von Flexibilitäten wird als wünschenswert vorgetragen, um die Versorgungssicherheit nicht ausschließlich von gasbasierten Kraftwerken abhängig zu machen.
- Es werde angesichts des Zubaus der erneuerbaren Energien deutlicher Rückgang der Vollbenutzungsstunden von Gas- und Wasserstoffkraftwerken erwartet. Die Vollbenutzungsstunden werden nach Zielsetzung der neuen Bundesregierung, langfristig deutlich unterhalb einer Marke von 1.000 h/a gesehen. Bei Unterstellung von marktgetriebener Einsatz weiterer Reservekapazitäten, solle eine Steigerung von Strompreisspitzen in Kauf genommen werden.

Erdgas als Brückentechnologie

Einzelnenennung

- Fossiles Erdgas als Brückentechnologie und weitere Investitionen in diesem Bereich werden als nicht sinnvoll erachtet, da diese die Transformation des Energiesystems verlangsamen würden. Des Weiteren hätte Methan eine hohe negative Klimawirksamkeit. Durch Investitionen in die Gasinfrastruktur würden Pfadabhängigkeiten und potentiell Lock-Ins auch in Verbindung mit der Versorgungssicherheit entstehen.

Bedarf konventioneller KW durch ungekoppelte Gaskraftwerke, Annahme: H2-Ready

Einzelnenennung

- Die angenommene Stromkennzahl von 0,8 werden als realistisch angesehen. Der notwendige Neubaubedarf

von Gasinfrastruktur in Höhe von 25 km zur Realisierung aller KWK-Ersatzneubauten an Kohlekraftwerksstandorten wird als zu niedrig bewertet.

Erdgas-/Wasserstoff Kraftwerke in Schleswig-Holstein

Einzelnenennung

- Es wird vorgetragen, dass die linear angenommene Fortschreibung der Kraftwerksleistung der Bundesnetzagentur für Schleswig-Holstein sich nicht mit den Aussagen und Perspektiven der Kraftwerksbetreiber decken würde. Der Betrieb von KWK-Anlagen mit nur wenigen Volllaststunden wird kritisch hinterfragt. Des Weiteren wird nochmal deutlich gemacht, dass in der Region ein hohes Angebot an Erneuerbare Energien im Stromsektor bestehe, welche den Einsatz von flexiblen Stromlasten befördere. Eine stärkere Notwendigkeit den Bedarf aus dem Wärmesektor mit dem Angebot aus Erneuerbare Energien zu verknüpfen wird hier gesehen. Der Bedarf für zusätzliche Gaskraftwerke wird nicht gesehen. Es wird empfohlen die Kraftwerkliste zu überprüfen und entsprechend anzupassen – insbesondere bei Wedel als Gaskraftwerk.

Notwendigkeit von Gaskraftwerke für Systemstabilität

Einzelnenennung

- Es wird vorgeschlagen den Einsatz von Gaskraftwerken nicht ausschließlich für die Deckung des Energieverbrauchs zu betrachten, sondern ebenso zur Erhaltung der Systemstabilität zu berücksichtigen.

Leistung Erdgaskraftwerke in Thüringen

Einzelnenennung

- Der angenommene Rückgang der installierten Leistung von Erdgas/Wasserstoff in Thüringen von 506,8 MW im Jahr 2037 auf 279,5 MW im Jahr 2045 kann nicht nachvollzogen werden. Die Szenarien nehmen bis 2037 eine erhöhte Leistung von 506,8 MW an. Bis 2045 wird eine Verringerung auf 279,5 MW angenommen. Die Refinanzierung bei dem angenommenen Rückbau wäre nicht gegeben. Es wird gefordert, auf Grund des zu erwarteten innerdeutschen und trans-europäischen Wasserstoffnetzes, von einem Weiter-

betrieb von H2-ready-Gaskraftwerken in Thüringen auszugehen.

Überschätzter Bedarf von Gaskraftwerken – stattdessen Bioenergie

Einzelnenennung

- Es wird gefordert den Zubau von Gaskraftwerken im Szenariorahmen nicht als alternativlos zu betrachten. Gleiche Nutzungsmöglichkeiten aus Bioenergiekapazitäten sollten hier herangezogen werden. Ein Rückbau bestehender dezentraler, erneuerbarer Ressourcen zugunsten eines Aufbaus zentraler Ressourcen, welche zu weiten Teilen auf fossilen Energieträgern basieren, scheint nicht nachvollziehbar oder ökonomisch sinnvoll. Eine Anpassung der einzelnen Szenarien hinsichtlich Nutzung der Bioenergie auf dem aktuellen Niveau wird als notwendig erachtet.

Erdgaspreise

Einzelnenennung

- Es wird eine zu niedrige Annahme des Erdgaspreises im Vergleich zu Erdölpreis befunden.

3. Wasserstoff

Um- bzw. Ausbau von Wasserstoffverteilernetz in Bezug auf dezentrale Wasserstoffheizungen

Mehrfachnennung

- Es wird als unrealistisch eingeschätzt, dass auf Grund von Effizienzfragen ein ausgedehntes Wasserstoffverteilernetz positive Auswirkungen auf das Erreichen eines klimaneutralen Deutschlands haben wird.
- Für die Zukunft wird erneuerbares Gas als eine knappe Ressource angesehen und daher sollte der Einsatz so effizient wie möglich angenommen werden. Weiter werde empfohlen es auf die Anwendungsarten zu beschränken für die es keine Alternative gibt - Wasserstoffheizungen werden hierbei nicht als alternativlos betrachtet.
- Es wird nach aktueller Einschätzung der Stellungnahme angenommen, dass Wasserstoff zunächst vorrangig in den Sektoren Industrie und Mobilität zur effektiven Reduzierung von Emissionen eingesetzt werden sollte.

Einzelnenennung

- Der Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen wird abgelehnt.
- Die Annahme in Bezug auf die Nutzung von Wasserstoff im Pkw-Bereich wird abgelehnt.
- Die Szenarien C 2037 sowie B/C 2045 werden als deutlich realistischer betrachtet als die A-Szenarien.
- Es wird ausgeführt, dass aufgrund des besseren Wirkungsgrades die direkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien dem Einsatz von erneuerbarem Gas vorzuziehen sei.
- Es wird ein Verbot von dem Einbau neuer Gasheizungen ab 2025 gefordert.
- Es wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von wasserstoffbasierten Heizungsanlagen in privaten Haushalten zeitnah möglich sei im Zusammenspiel mit dem Wasserstoff Backbone Netz.
- Es wird angenommen, dass der Einsatz von Wärmepumpen in Bestandshäusern aufwändig sei. Daher wird der Einsatz von Wärmepumpen im angesetzten Umfang als unrealistisch betrachtet.
- Es wird gefordert, dass Deutschland sich bei der Nutzung von Wasserstoff ausschließlich auf grünen Wasserstoff konzentrieren soll, da anderen Wasserstoffarten zu Pfadabhängigkeiten, die die Erreichung der Klimaschutzziele unterminieren führen könnten.
- Es wird als notwendig erachtet, die Wirkung der Umstellung eines Teils der bislang über Gasverteilnetze versorgten Endverbraucher auf Wasserstoff in einem Szenario zu untersuchen.
- Es wird dargelegt, dass als Alternative mitberücksichtigt werden soll, inwiefern durch Umstellung heute überwiegend wärmegeführter KWK Anlagen auf eine stromgeführte Fahrweise, welche perspektivisch mit Wasserstoff versorgt werden soll, um die notwendige Residuallastabdeckung zukünftig ausschließlich mit effizienten KWK Anlagen zu ermöglichen sei.

Annahme einer geringeren Elektrolysekapazität im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A im Vergleich zu „stromlastigen“ Szenariopfad B/C

Einzelnenennung

- Die in den Szenarien angenommenen Wasserstoff-Importquoten werden alle – insbesondere jedoch im Szenario A – als zu hoch empfunden. Weiter wird ausgeführt, dass bei richtiger regulatorischer Rahmensezung bis zu 100 GW Elektrolyseleistung in Deutschland realisiert werden können. Bei höheren Annahmen wird davon ausgegangen, dass Deutschland sich von energiepolitischen Entscheidungen anderer Länder abhängig mache.
- Es wird ein Szenario gefordert, indem Deutschland einen innerdeutschen Pfad beschreitet, um seine Wasserstoffbedarfe selber vollständig abdecken zu können.
- Eine integrierte Planung von Strom- und Wasserstoffnetzen wird von großer Wichtigkeit beachtet
- Die Integration von Wasserstoff in den Szenarien wird als richtig beurteilt, da die Klimaziele ohne diesen nicht zu erreichen seien, insbesondere in der chemischen Industrie, die schon heute auf große Mengen Wasserstoff als Rohstoff zur Herstellung von chemischen Produkten angewiesen sei. In der Stellungnahme wird weiter ausgeführt, dass auf Grund des hohen Wirkungsgradverlustes daher eine höhere Menge an Grünstrom erzeugt werden müsse, um die gleiche Energiemenge am Industriestandort weiterhin nutzen zu können.

Einteilung in Onsite- und Offsite-Elektrolyse

Einzelnenennung:

- Die vorgenommene Einteilung wird als richtig empfunden. In der Stellungnahme wird davon ausgegangen, dass 2037 die hohe Durchdringung der Erneuerbaren Energien auf dem Markt eine flexible Integration der vorhandenen Elektrolyseleistung in Deutschland erforderlich machen und potentiell zu niedrigeren Volllaststunden führen werden. Des Weiteren wird ausgeführt, dass höhere Import von Wasserstoff und eine Reduzierung der Volllaststunden von Elektrolyseanlagen zu einer Verringerung der installierten Kapazität führen werden.

- Es wird neben einem geeigneten Stromnetz auch ein dazu geeignetes Strommarktdesign gefordert, um einen flexiblen Betrieb mit niedrigen Vollaststunden von Elektrolyseanlagen ermöglichen zu können.

Ausbau vom Wasserstoffverteilernetzes bis zum Hausanschluss

Mehrfachnennung

- Eine Nutzung von Wasserstoff in der Strom- und Wärmeproduktion solle nur dort stattfinden, wo es keine direkt elektrischen Alternativen gibt. Ein Ausbau des Wasserstoffnetzes bis zum Hausanschluss sei weder kosteneffizient noch mit den Zielen des Klimaschutzes der Bundesregierung vereinbar.
- Ein umfangreicher Ausbau eines Wasserstoffverteilernetzes wird als unwahrscheinlich angenommen, da Wasserstoff als ein vergleichsweise teurer Energieträger betrachtet wird. Es wird angenommen, dass gasbetriebene Kleinkraftwerke langfristig nur noch in geringem Umfang existieren werden.

Einzelnenennung

- Als Alternative wird der Weiterbetrieb der gasgefeuerten KWK-Anlagen bis 2045 aufgeführt. Es wird begründet, dass eine Umstellung dieser Anlagen auf 100 % Wasserstoff für die jeweiligen Standorte den Verzicht auf einen Stromnetzausbau bedeuten könnten, sofern der entsprechende Aus-/Umbau des Wasserstoffnetzes gewährleistet wird.
- Es wird empfohlen statt den Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen die Anzahl der Haushaltswärmepumpen zu erhöhen.

CO₂-Zielwert für das Jahr 2037 im Stromsektor

Einzelnenennung

- Die von den ÜNB angenommene Modellierung wird kritisch gesehen, da nicht vorgegeben ist, wie viel Wasserstoff in den Erdgaskraftwerken eingesetzt wird. Hieraus wird geschlussfolgert, dass anschließend der Bedarf an Wasserstoff für das Szenario auch ex post nicht richtig angegeben werden kann. Weiterhin wird in der Stellungnahme nicht als realistisch betrachtet, dass alle Erdgaskraftwerke zu Wasserstoffkraftwerke umgerüstet werden können.

- Es wird als sinnvoll erachtet, dass sektorspezifischen Ziele aus dem Klimaschutzgesetz herangezogen werden, um den CO₂-Minderungspfad des Stromsektors für die Jahre 2037 und 2045 abzubilden.

Einsatz von Wasserstoff

Einzelnenennung

- Es wird angenommen, dass Wasserstoff aufgrund seiner Potenziale für die langfristige Speicherung von Strom und für die Sektorenkopplung eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen wird. Daher sollte es nicht auf zu elektrifizierende Bereiche begrenzen werden.
- Die im Szenariorahmen angenommenen Bedarfe von 115 bis 215 TWh in 2037 sowie 240 bis 450 TWh werden als zu hoch eingeschätzt. Annahmen in Bezug auf Wasserstoffimportquoten werden ebenfalls aus der politisch, ökonomisch und klimaethischen Perspektive hinterfragt. Es wird gefordert, dass die zugrundeliegenden Annahmen transparent gemacht werden.
- Es wird empfohlen mindestens ein Szenario ohne außereuropäische Wasserstoffimporte zu betrachten.
- Ein regulatorischer Rahmen zur Förderung von grünem Wasserstoff wird empfohlen, da das Potenzial mittel- bzw. langfristig als sehr hoch erachtet wird.
- Bezüglich der Grundsatzalternativen wird gefordert, dass Energietransport nicht nur in Form von Elektrizität, sondern auch in Form von Wasserstoff betrachtet werden sollen.
- In Bezug auf Netzdienlichkeit wird gefordert, dass in Zukunft regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um eine gezielte Ansiedlung elektrischer Großverbraucher oder Großanlagen zur Stromerzeugung umsetzen zu können. In der Stellungnahme wird davon ausgegangen, dass hiermit auf zusätzliche Netzausbaumaßnahmen verzichtet werden kann.
- Der Ansatz, Gaskraftwerke unabhängig vom eingesetzten Brennstoff zu modellieren wird erst dann als valide betrachtet, wenn Wasserstoff zum Einsatz in Gaskraftwerken aus dem Ausland importiert wird und die entsprechenden Import- und Transportkapazitäten tatsächlich vorhanden sind. Andernfalls wird

davon ausgegangen, dass der Wasserstoffbedarf einen zusätzlichen nationalen Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung und Elektrolyseuren erfordern wird. Ohne die hier angenommenen Import- und Transportkapazitäten wird davon ausgegangen, dass das Angebot und die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien und emissionsfreiem Wasserstoff sich verknappen und damit auch verteuert werde.

- Es wird gefordert den steigenden Strombedarf im Bayerischen Chemiedreieck in den Szenarien anzupassen.
- Es wird gefordert, dass eine Korrektur des Szenariorahmens Strom sowie eines Abgleichs mit dem Szenariorahmen Gas durchgeführt wird, so dass eine ausreichende Versorgung mit erneuerbaren Gasen (aus Reststoffbiomasse, CO₂ oder Wasserstoff) für die Kraftwerksstandorte gewährleistet werde.
- Es wird angenommen, dass bereits die sich im Bau befindliche Gaskraftwerke ohne weitere Kosten vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden können. Diese Umrüstung soll laut der Stellungnahme zu einem geringere Annahmen bei der Importquote führen.
- Unter Bezugnahme der Studie der Agora Energiewende, „Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“, wird ein deutlich höherer Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung von rund 72 GW (Wasserstoff-) Kraftwerken in 2045 gesehen als in den Szenarien abgebildet.
- Es wird eine Klarstellung gefordert zu den Themen Ausgestaltung, Kapazitäten und notwendige Anreizmechanismen hinsichtlich des Einflusses der angenommenen Reserven auf den notwendigen Netzausbau und die Stromerzeugungsstruktur.
- Es wird angenommen, dass der Einsatz von Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff zu höhere Baukosten und technologischen Herausforderungen führen würde.

Wasserstoffnetz

Einzelnenennung

- Es wird dargelegt, dass das Wasserstoffnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas, auf die im Szenariorahmen verwiesen wird, auf einem veralteten TN95 Szenario basiert. Die Mengenannahmen werden laut Stellungnahme nicht verfügbar sein und die Dimension des Wasserstoffnetzes würde somit anders ausfallen.

Strom in Schlüsselrolle

Einzelnenennung

- Es wird als richtig empfunden, dass im aktuellen Szenariorahmen der Weg in Richtung einer Energieversorgung auf Basis regenerativ erzeugter Energie abgebildet wird. Der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien wird hier eine Schlüsselrolle zugesprochen, da in der Stellungnahme davon ausgegangen wird, dass die Versorgung durch Wasserstoff erst mittel- bis langfristig zur Verfügung stehen werde.
- Es wird gefordert, dass in Bezug auf den marktorientierten Einsatz von Flexibilitäten höhere Anstrengungen unternommen werden, da angenommen wird, dass der zeitliche Druck beim Ausbau der Übertragungsnetze hierdurch entzerrt wird.

4. Abfall

Einzelnenennung

- Der im Szenariorahmenentwurf angenommene uneingeschränkte weiterbetrieb von Abfallkraftwerken kann nicht nachvollzogen werden. Für einen maximalen Klima- und Ressourcenschutz müssten jegliche Abfälle entweder vermieden oder recycelt werden. Allein die Verbrennung von Abfällen mit fossilem Ursprung würde in Deutschland zu einer Emission von mehreren Millionen Tonnen CO₂ führen. Dies wäre nicht nur schädlich für das Klima, sondern würde auch zu einem Verlust an wertvollen Rohstoffen führen. Selbst die Abfälle aus der Restmülltonne der einzelnen Privathaushalte würden durchschnittlich immer noch zu zwei Drittel aus verwertbaren Abfallstoffen bestehen. Hier läge also noch enormes Potenzial zur Abfallvermeidung bzw. einer besseren Abfalltrennung. Aus diesem Grund wäre ein geplanter Ausbau und ein weiterbetrieb aller Abfallkraftwerke

kritisch zu sehen. Eine verbindliche Bedarfsanalyse für die Planung und Genehmigung von Verbrennungsanlagen wäre sinnvoll.

- In dem Szenariorahmenentwurf würde in verschiedensten Bereichen die Abfallverwertung keine Berücksichtigung finden. Es würde sich bereits heute zeigen, dass bspw. rückgebaute Windkraft- oder PV-Anlagen einer ordnungsgemäßen und schadlosen Entsorgung zugeführt werden können.
- Die Energiegewinnungsbilanz der Abfallkraftwerke von 50% sollte im Hinblick auf das aktuelle Abfallrecht und der restriktiven Reduzierung von nicht verwertbaren Abfällen kritisch hinterfragt werden.
- Der pauschale Ansatz bei den Volllaststunden für Abfallkraftwerke sei nicht unbedingt geeignet, da dies regional stark von dem Angebot und den regionalen Vorgaben abhängen würde.

5. Pumpspeicher

Mehrfachnennung

- Es wird kritisch angemerkt, dass Pumpspeicher im Szenariorahmenentwurf nach wie vor zu den reinen konventionellen Erzeugern zählen würde. Durch diese Annahme und der Erhöhung der Pumpspeicherleistung würde die Bilanzverzerrung noch stärker ausfallen. Dies sollte näher erläutert werden, da die Pumpspeicher auch zu den Speichern oder zu der nachfrageseitigen Flexibilität gezählt werden könnten.

Einzelnenennung:

- Die zusätzlich angenommene Pumpspeicherleistung in den Szenarien des Szenariorahmenentwurfs wird hinterfragt. Da nicht abzusehen wäre woher diese stammen sollte.
- Es wird eine Idee einer Professorin aus dem Club of Rome aufgegriffen, welche die Nutzung der ehemaligen Braunkohlereviere im Rheinland und im Osten Deutschlands für eine Renaturierung und u.a. die Nutzung von Schwerlastkraftkraftwerken vorsehen würde. Dadurch würden zum einen Arbeitsplätze in der Region geschaffen und zum anderen die benötigten Speicher für die elektrische Energie geschaffen. Der Vorteil ist, dass das Loch für die Speicherseen

bereits vorhanden wäre und an dem Rand auch noch Windkraft- und PV-Anlagen aufgesetzt werden könnten. Aus dem ganzen Gelände könnte somit ein Naherholungsgebiet entstehen.

- Zu dem in der veröffentlichten Kraftwerksliste enthaltenen Pumpspeicherkraftwerk Einöden seien keine Informationen zu geplanten Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahren bekannt und es würde davon ausgegangen, dass die Planungen nicht weiterverfolgt würden. Dahingegen wäre das Pumpspeicherkraftwerk Riedl nicht in der Kraftwerksliste enthalten, obwohl dieses den Status "Project of Common Interest" (PCI) erhalten hätte und mit einer Fertigstellung in 2028 zu rechnen wäre.

6. KWK-Kraftwerke

Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten

Mehrfachnennung

- Es wird kritisiert, dass das begleitende Gutachten „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ zur Erstellung des Szenariorahmenentwurfs anfänglich auf der Webseite noch nicht abrufbar gewesen sei.

Einzelnenennung

- Der Ansatz für die Abbildung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung wird als unzureichend und fehlerhaft erachtet. Insbesondere wird kritisiert, dass die KWK-Anlagen überwiegend für die Stromerzeugung eingesetzt und ein gleichzeitiger Wärmebedarf bestehen würde. Dies würde aber die flexible Einsatzweise im Zusammenhang mit Wärmespeichern verkennen.
- Es sollte eine deutliche Leistungsüberhöhung bei der Bioenergie von 30 GW für die flexible Nutzung angenommen werden. Dies würde dann insgesamt zu einer Gesamtleistung von 65 GW (35 GW Erdgas/Wasserstoff + 30 GW Biomasse) führen.
- Für die Modellierung in den jeweiligen Regionen sei ein flexibles Zusammenspiel zwischen fluktuierenden EE-Erzeugern und den KWK-Anlagen zu berücksichtigen.
- Der Ansatz zur Überprüfung von bestehenden KWK-Anlagen, welche auch für die künftige Fern-

wärmeversorgung bereitstehen sollen, wird begrüßt. Allerdings nur wenn es keine alternative treibhausgasneutrale Möglichkeit für die Wärmebereitstellung gäbe. Es sollte aber auch für weitere Areale deren Wärmeversorgung noch nicht über KWK- oder GuD-Fernwärme bereitgestellt würde, eine Überprüfung für eine solche Möglichkeit durchgeführt werden.

- Als Alternative sei die Nutzung von Geothermie möglich. Allerdings wäre dies momentan nur im geringem Umfang möglich. Weitere Alternativen wie Solarthermie werden nur additiv gesehen und bei Wärmepumpen würde noch Unklarheit bestehen inwiefern diese dafür einsetzbar wären.
- Als alternative bei der Ermittlung für den Bedarf an zukünftigen KWK-Kapazitäten könnte von der derzeitigen Erzeugung aus KWK von 120 TWh/a ausgegangen werden und zunächst ein Teil von 30 TWh/a durch Biogas ersetzt werden. Die Differenz von 90 TWh/a müsste dann über eine entsprechende installierte Leistung von 30 GW bei einer angenommenen Vollbenutzungstundenzahl von 3.000 an KWK-Kapazitäten gedeckt werden.
- Ein weitere Alternative sei ein möglicher Top-Down-Ansatz. In diesem könnte zunächst die benötigte KWK-Wärmemenge ermittelt werden und anschließend über einen plausiblen Ansatz zu den Vollbenutzungstunden die nötige KWK-Leistung ermittelt werden. Es wird für die Ermittlung der KWK-Kapazitäten auf die Werte der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora Energiewende verwiesen.
- Der gewählte Modellierungsansatz auf Grundlage einer gemeinsamen Studie mit dem FfE wird begrüßt. Dies würde zu einer robusten Abschätzung des Wärmebedarfs unter Berücksichtigung alternativer Wärmequellen führen. Allerdings würden sich aus dem Ansatz unter Berücksichtigung der Kraftwerksliste nicht nachvollziehbare KWK-Ersatzneubauten ergeben.
- Die Modellierung mit einer Stromkennzahl von 0,8 sei aufgrund des steigenden Bedarfs an flexiblen Kapazitäten sinnvoll gewählt.
- Die Modellierung des KWK-Ausbaus sollte insbesondere nach dem sog. Kohleersatzbonus und dem altersbedingten Ersatz für bestehende mit fossilen Energie-

trägern betriebenen KWK-Anlagen berücksichtigen. Dabei sollten die Entwicklung des residualen Wärmebedarfs und die förderfähigen Volllaststunden gemäß des aktuellen KWKG berücksichtigt werden.

Andere KWK-Konfigurationen als Gasturbinen

Mehrfachnennung

- Der Einsatz von Gasturbinen für KWK-Anlagen wird weiterhin gesehen, allerdings sei dieser auf ein notwendiges Mindestmaß zu begrenzen. Es seien auch andere Technologien oder die spätere Nutzung von Wasserstoff mit einzubeziehen.

Einzelnennung

- In der Strommarktdesignstudie, welche im Auftrag des BEE von dem Fraunhofer IEE und ISE erstellt worden ist, würde aufgezeigt, dass ein gewisser KWK-Anlagenpark (bspw. synthetisches Methan) in Deutschland benötigt würde. Laut dieser könnte aber auf den Einsatz von reinen Kondensationsgasturbinen verzichtet werden.
- Die Verfügbarkeit von Wasserstoff oder entsprechenden Wasserstoffleitungen zu jeder KWK-Anlage wird noch nicht unbedingt als gegeben gesehen und deswegen sollten auch alternative Technologien wie Heizkraftwerke oder erneuerbare Wärme betrachtet werden.
- Auch der Einsatz von GuD-Anlagen sei insbesondere für größere Fernwärmenetze notwendig.
- Es sei ein unverfälschter Wettbewerb durchzuführen, damit sich die günstigste und effizienteste Technologie für den jeweiligen Standort durchsetzen könnte.
- Im kommunalen Bereich mit Anlagen < 10 MW kämen kaskadiert zunehmend Gasmotoren zum Einsatz. Wohingegen im Bereich von Anlagen mit < 5 MW in sehr kleinem Umfang Brennstoffzellen-Kraftwerke zum Einsatz kämen.

KWK-Ersatzneubauten

Mehrfachnennung

- Es wird kritisiert, dass nicht ersichtlich wäre, ob der festgestellte Bedarf an 25 km Neubau in Gasinfra-

struktur für die Realisierung des KWK-Ersatzneubau im Szenariorahmenentwurf von den ÜNB für eine Kohleanlage oder für in Summe alle Kohleanlagen gelten würde. Dies sollte klargestellt werden.

Einzelnenennung

- Der angenommene Zubau an KWK-Ersatzbauten im Szenariorahmenentwurf sei zu niedrig. Es wird darauf verwiesen, dass in einem BMWK-Gutachten aus dem Jahr 2021 bereits ein größerer KWK-Zubaubedarf in 2030 bestehen würde als im Szenariorahmenentwurf.

7. Kraftwerke <10MW

Degressiver Zubau von KWK-Kleinkraftwerken basierend auf einem historischen Zubau

Sachgerecht:

Mehrfachnennung

- Es wird grundsätzlich eher von einem Rückgang ausgegangen und mit einem Ende des Zubaus deutlich vor 2045 gerechnet.

Einzelnenennung

- Allein schon wegen den Vorgaben aus dem Koalitionsvertrag bis 2030 mindestens 50 % der Wärme Klimaneutral zu erzeugen würde zu einem massiven Ausbau an elektrischen Wärmepumpen führen und wäre allein mit den KWK-Kleinanlagen nicht zu erreichen.
- Der degressive Zubau sei abhängig von dem unterstellten erneuerbaren Ausbau und der Ausprägung der Wasserstoffinfrastruktur. Den auf Basis von Grünstrom produzierten Wasserstoff in im base load Segment laufenden KWK-Kleinkraftwerken rückzuverstromen sei aber nicht sinnvoll.
- Wünschenswert wäre eine Darstellung mit der regionalen Verortung.
- Die A-Szenarien sollten auf die B/C-Szenarien angepasst werden.

Nicht sachgerecht:

Einzelnenennung

- Es wird als unwahrscheinlich angesehen, dass ein zusätzliches Verteilnetz für Wasserstoff gebaut würde und das bestehende Gasnetz könnte ebenfalls nicht von jetzt auf gleich umgerüstet werden.
- Es wird ein höherer Zubau gesehen, da diese stromgeführten KWK-Anlagen zukünftig die Residuallast mit decken müssten. Insbesondere mit Blick auf den geplanten Kohleausstieg. Allerdings wird der Aussage zugestimmt, dass der Zubau von den Förderbedingungen abhängig wäre und dies noch relativ ungewiss wäre. Aber es wird davon ausgegangen, dass die Förderung in irgendeiner Form auch nach 2025 fortgeführt würde.
- Eine lineare Fortschreibung würde sich insbesondere für das Land Schleswig-Holstein nicht mit dem Kenntnisstand und Aussagen der Kraftwerksbetreiber decken.
- Da in den letzten Jahren gerade bei den Anlagen < 10 MW für die Deckung der lokalen Nachfrage auf kommunaler Ebene in Kaskadenschaltung zugebaut wurden, sei ein degressiver Zubau auf Grundlage historischer Daten nicht sachgerecht. Es sei eher von einem Rückgang des Zubaus bei den großen Anlagen auszugehen.

Ausbau eines Wasserstoffverteilstetzes hin bis zum Hausanschluss

Mehrfachnennung

- Ein Ausbau bis zum Hausanschluss würde mit einer geringeren Effizienz und höheren Kosten einhergehen.

Einzelnenennung

- Nutzung von Wasserstoff für Strom und Wärme nur da wo es keine Alternative gäbe.
- Wegen des benötigten hohen Wasserstoffimports sei es eher unwahrscheinlich.
- Wegen des hohen Elektrifizierungsgrades in den Szenarien B und C sollte es eher nicht angenommen werden.

- Es sollte sinnvollerweise eine maximale Ausnutzung des Erdgasnetzes angestrebt werden.
- Eine dezentrale Anbindung von KWK-Kleinkraftwerken sei volkswirtschaftlich und wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Selbst im Szenario A würde eine dezentrale Wärmeversorgung nur bei wenig gut sanierten Gebäuden stattfinden und deswegen wäre ein Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes eher unwirtschaftlich und somit unwahrscheinlich.

8. Versorgungssicherheit

Allgemein Versorgungssicherheit

Mehrfachnennung

- Die Aussage „Die Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit sowie den Bedarf und die Wirkung von Investitionsanreizen im Zeitverlauf zu bewerten“ aus dem Szenariorahmenentwurf wird kritisiert. Denn ohne die Einbeziehung wichtiger Gremien sei die Entwicklung des Energiesystems nicht sachgerecht abzubilden und deswegen sollte der Szenariorahmen seitens der Bundesnetzagentur in der Form nicht genehmigt werden.
- In dem Ausbau der Erneuerbaren Energien wird ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit gesehen. Allerdings sei dies in bestimmten Situationen nicht ausreichend. Es sollte deswegen eher auch auf Batteriespeicher, weitere Pumpspeicher oder Elektrolyseanlage, welche netzdienlich bzw. lastorientiert eingesetzt werden könnten, geschaut werden. Bevor in weitere konventionelle Kraftwerke investiert würde.

Einzelnenennung

- Das Thema Versorgungssicherheit und Systemstabilität würde im Szenariorahmenentwurf vernachlässigt, obwohl dies für die Dimensionierung der Netze wesentlich sei.

Gaskraftwerke, lastnahe Gasturbinen, Ersatz Kohle in Bezug auf VS

Einzelnenennung

- Durch den Kohleausstieg sei zeitweise regelbare Leistung nötig, welche durch Gaskraftwerke in Zeiten geringer EE-Einspeisung zur Deckung der Residuallast bereitgestellt werden müsste. Diese Gaskraftwerksleistung sollte aber intelligent gewählt werden und nicht durch einen Kraftwerksneubau an ehemaligen Kohlestandorten geschehen. Die Mindestanforderung an die verbleibenden Gaskraftwerke ist, dass diese zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden könnten.
- Durch eine steigende Jahreshöchstlast (Prognose aus NEP 2035 (2021) 100 GW) würde eine deutliche Differenz zu der konventionellen Kraftwerkskapazität von rund 50 GW bestehen. Das diese Lücke, wie im Szenariorahmenentwurf angenommen, durch lastnahe Gasreservekraftwerke gedeckt werden könnte, wäre ineffizient. Stattdessen sollten diese lastnahen Gaskraftwerke im Markt modelliert werden und nicht als Reserve. Fraglich wäre ebenfalls auf welchen regulatorischen Rahmenbedingungen diese gebaut werden sollen. Aus diesem Grund wird stattdessen vorgeschlagen, Systemdienstleistungen im Zusammenspiel mit einem Kapazitätsmarkt für die richtigen Standorte anzureizen.
- Weiterhin seien Importe aus dem Ausland für die Versorgungssicherheit notwendig.
- Es wird kritisiert, dass sich der Einsatz von Gaskraftwerken in dem Szenariorahmenentwurf nur auf die Deckung des Verbrauchs und nicht auf die Systemstabilität konzentrieren würde.
- Der Ansatz mit den lastnahen Gasturbinen wird grundsätzlich begrüßt. Allerdings wäre es schade, dass deren Kapazität und räumliche Verortung im Szenariorahmenentwurf und somit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit noch nicht abgeschätzt werden könnte.
- Es wird darauf hingewiesen, dass nicht nur die netzseitige Versorgungssicherheit, sondern auch die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit für die Dimensionierung des Kraftwerksparkes eine Rolle spielen würde.

- Eine Weiternutzung von lastnahen Kraftwerksstandorten für neue Gaskraftwerke hätten denselben Effekt hätte wie lastnahe Gasturbinen und außerdem würde die vorhandene Netzinfrastruktur optimal genutzt.

Gesicherte Kraftwerksleistung

Mehrfachnennung

- Es wird angezweifelt, dass eine erwartbare Starklast von über 100 GW mit der in dem Szenariorahmenentwurf festgelegten gesicherten Erzeugung von nur rund 45 GW zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden könnte. Zumindest liese sich dies laut nicht aus den veröffentlichten Zahlen ableiten.

Einzelnenennung

- Es ist aufgefallen, dass sich die Höhe der konventionellen Erzeugung gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen 2021-2035 von 57,6 GW auf nur noch 47,6 GW im aktuellen Entwurf verringert hätte. Dies sorgt eher für Verwunderung, da doch der Strombedarf im aktuellen Entwurf deutlich höher angenommen würde und dies nicht allein durch die EE-Erzeugung gedeckt werden könne. Es wird in dem Beitrag eher eine benötigte konventionelle Erzeugung von ca. 60 GW im Szenario B/C 2045 gesehen. Davon müssten alleine durch die Erdgas-Wasserstoff-Leistung 42,6 GW bereitgestellt werden.
- Es wird angemerkt, dass bei Dunkelflaute die über längere Zeit nicht verschiebbare Last von sog. Backup-Kraftwerken gedeckt werden müsste. Allerdings kämen als Backup-Kraftwerke nur bestimmte Kraftwerkstypen, wie mittelschnelllaufende Großmotoren oder hocheffiziente GuD-Kraftwerke in Frage. Wobei bei die GuD-Kraftwerke an ein Industriewasserstoffnetz gebunden und mit mindestens 2.900 VLS betrieben werden sollten. Dies sei aber aufgrund der Existenz eines solches kleinteiligen Wasserstoffnetzes eher fraglich. Holzkraftwerke oder Brennstoffzellen- und Motoren-BHKW seien unwirtschaftlich. Bei den Brennstoffzellen- und Motoren-BHKW sei fraglich, ob die erforderliche Laufzeit und Wärmenutzungsgrad erreicht werden könnten.

Handel mit den europäischen Nachbarländern in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Deutschland

Mehrfachnennung

- Es wird angeführt, dass es bei einer ungünstigen Wetterlage z.B. bei einer dunklen, kalten und windarmen Wetterlage zu einer Unterdeckung in Deutschland kommen könnte. In diesem Falle würde der Austausch mit den Nachbarländern zukünftig noch relevanter. Ein solches Wetterphänomen könne aber auch europaweit auftreten, wodurch ein Import von Strommengen aus dem benachbarten Ausland wiederum nicht zur Verfügung stände.

C Erneuerbare Erzeugung im Szenariorahmen

1. Allgemeines zu erneuerbarer Erzeugung

Einzelnenennung

- Die angenommenen Zahlen für erneuerbaren Energien seien insgesamt unzureichend niedrig.
- Die dargestellte Bandbreite des erneuerbaren Ausbaus in den Szenarien sei zu klein.
- Das Erreichen der ausschließlich politischen Ausbauziele scheint hochgradig ambitioniert bspw. bei PV auf Ackerflächen und Windenergieanlagen.
- Betrachtungen zur Machbarkeit der erneuerbaren Ausbauziele seien kaum zu erkennen.
- Die aus den angenommenen Leistungen in den Zieljahren ableitbaren Bruttoausbaumengen seien sehr ambitioniert, insbesondere unter Berücksichtigung des anfallenden Rückbaus.
- Eine Verlangsamung des Ausbautempos nach 2030 bis 2037 sei bei andauernder Produktivitätszunahme fraglich.
- Die Nutzung des Wetterjahres 2012 sei zu kritisieren, da bereits eine geringfügige Verschiebung von Wind einspeisung völlig andere Leistungsflüsse bedingen würde. Stattdessen sollte mit statistischen Verfahren gearbeitet werden, z.b. der Monte-Carlo-Simulation.

Lebensdauer

Einzelnenennung

- Folgende Lebensdauern seien für die Prognose anzunehmen: PV und Wind Offshore: 25 Jahre; Wind Onshore: 2030: 20 Jahre, ab 2040: 25 Jahre.
- Die Annahmen zur Lebensdauer von Onshore-Windenergieanlagen könnte für Bestandsanlagen passen, jedoch könnte davon ausgegangen werden, dass bei neueren Anlagen eine technische Lebensdauer von 25-30 Jahren erwartet werden könne, dahingehend sollte dementsprechend eine Differenzierung stattfinden. Eine solche Differenzierung sei auch für PV-Anlagen anzunehmen.
- Ein Repowering von bestehenden Standorten sollte angestrebt werden.

Volllaststunden

Einzelnenennung

- Die von den ÜNB angenommenen Volllaststunden für Windenergieanlagen On- und Offshore seien nach Vergleich mit aktuellen Werten nicht haltbar. Unstrittig seien zwar technologische Verbesserungen bei Volllaststunden für Windenergieanlagen, jedoch nicht in dem Maße, wie behauptet.
- Der Annahme, dass sich Volllaststunden der Biomasse nahezu halbieren und bedarfsbezogener eingesetzt werden sei zuzustimmen.

2. Regionalisierung der erneuerbaren Erzeugung

Einzelnenennung

- Die übermittelten Bundeslandziele im Anhang des Entwurfs seien für Sachsen teilweise falsch dargestellt.
- Die Methodik sei logisch und nachvollziehbar, berücksichtige jedoch ausschließlich politische Ziele und nicht die gesellschaftliche Akzeptanz von Freiflächen-PV und Windenergieanlagen an Land.
- Hinsichtlich der Regionalisierung und auch der angenommenen Volllaststunden bestünden Abwei-

chungen vom Entwurf zu Planungen und Studien in Baden-Württemberg.

- Die Regionalisierung sollte nach räumlichen und meteorologischen Bedingungen erfolgen.
- Der Entwurf enthalte keinerlei Angaben darüber, wie den Umweltauswirkungen aus bodenschutzrechtlicher Sicht begegnet werden könne.

Flächenziel Wind

Einzelnenennung

- Es sei zu überlegen, ob anstelle der pauschalen Annahme von 2% Landesfläche je Bundesland eine Methodik genutzt werden sollte, welche räumlich und zeitlich differenzierte, raumgerechte Ausbaumvorgaben für die Planungsregionen der Regionalplanung setzt.
- Zu bedenken wäre, dass noch nicht alle Bundesländer 2% der Landesfläche als Ziel festgelegt haben. Besonders in Bayern sei die Zielerreichung eine große Herausforderung.

Photovoltaik

Mehrfachnennung

- Bei der Potenzialermittlung würde die Einschränkung auf benachteiligte Gebiete aufgehoben und Ackerflächen mit Soil Quality Rating <40 berücksichtigt werden. Dabei fielen jedoch weite Teile des Grünlands aus dem Potenzial heraus. Dies sei zu hinterfragen.

Einzelnenennung

- Die regionale Verteilung von Freiflächen-PV sei verzerrt durch die Annahme, dass die Erschließung von Freiflächen-PV im Süden aufgrund höherer Erträge höher wäre. Dies sei nicht der Fall, da die Sonneneinstrahlung sich nur um 15% unterscheidet und andere Faktoren den bisherigen Ausbau im Süden bedingt hätten.
- Die Annahmen für den PV-Ausbau seien in manchen Bundesländern wenig ambitioniert, zum Beispiel in Nordrhein-Westfalen, wo die Energieversorgungsstrategie NRW höhere jährliche Ausbaumengen vorsieht.

Wind Onshore

Mehrfachnennung

- Die in der Regionalisierung angenommenen Mindestabstände für Wohngebäude im Innen- sowie Außenbereich sei zu gering bemessen. Bei einer angenommenen Gesamthöhe der WKA von bis zu 250m sei der Abstand von 400m zu gering.

3. Wind Onshore

In der zurückliegenden Konsultation des Szenariorahmens Strom konnte die Bundesnetzagentur eine Vielzahl von Stellungnahmen und Argumente dem Thema Onshore Wind zuordnen. Zu den im Begleitdokument genannten Fragen der Bundesnetzagentur konnten in der Konsultation folgende Meinungsbilder aufgenommen werden:

Zu Frage 23: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?

Mehrfachnennung

- Die Ausbaupfade seien nicht ambitioniert genug dargestellt
- Die Ausbauziele im Szenario A (100GW) für das Jahr 2037 seien vom Gesetzgeber schon für das Jahr 2030 angedacht
- Die Ausbauziele seien realistisch, wenn nicht sogar ambitioniert formuliert
- Fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung verhindere einen ambitionierteren großflächigeren Onshoreausbau
- Frage, ob Repowering nicht ausreichend oder gar nicht berücksichtigt wurde
- Wunsch nach einer detaillierten Darstellung des Netto- und Bruttozubaues, um Einfluss von Repowering nachzuvollziehen

Einzelnenennung

- Vorschläge für die installierte Onshoreleistung:
 - 2035 Vollversorgung durch EE
 - 2045 mindestens 400 – 550 TWh Onshore

- Für 2037:
 - Szenario A: 120GW
 - Szenario B: 150GW
 - Szenario C: 180GW

Für 2040: 100% Erneuerbare Stromversorgung mit

- 170GW Onshore Wind
- 110 GW in 2030 à 6 GW/Jahr Zubau

- Geringe Annahme des Onshore-Ausbaus solle einen erhöhten Offshore-Ausbaubedarf begünstigen und dadurch einen zusätzlichen Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung
- Fehlende Rückbau-/Repoweringannahmen erschweren eine Bewertung der Szenarien
- Befürchtung, dass zu geringe Ausbauziele den benötigten Netzausbaubedarf zeitlich nach hinten verschieben
- Aufgrund fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung seien die angenommene Ausbauziele in der angegebenen Zeit nicht realistisch umsetzbar und Szenario A sei realistischer als Szenario B und C
- Die angesetzten installierten Leistungen nähmen lediglich klimapolitische Ziele an und berücksichtigten die nicht vorhandene Akzeptanz des zunehmenden Ausbaus von Freiflächen für erneuerbare Energien nicht
- Frage, warum mit zunehmender Zeit das Wachstum des Zubaus zurückgehe

Zu Frage 24: Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?

Mehrfachnennung

- Nicht alle Bundesländer hätten ausreichend Flächenpotenzial
- Kritik an Pauschalisierung von 2-Prozent-Flächenziel pro Bundesland, da jedes Bundesland unterschiedliche Flächenpotenziale haben (manche mehr, manche weniger)
- An der fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung für einen flächendeckenden Onshoreausbau müsse dringend gearbeitet werden

- Flächenziel wird gewünscht, Umsetzbarkeit jedoch infrage gestellt
- Der Szenariorahmen solle als Teil des Netzausbaus bzw. der Netzentwicklungsplanung kein Flächenplanungskonzept darstellen und somit sei die Frage der Flächenplanung der Politik zu überlassen
- Die angenommenen Flächenziele seien realistisch und sinnvoll gewählt
- Forderung einer höheren Nutzungsquote
- Wenn mehr geeignete Fläche vorhanden sei, dann solle diese auch unabhängig der 2 Prozent zusätzlich genutzt werden

Einzelnenennung

- Vorhandene optimale Standorte in Deutschland seien unabhängig vom Bundesland effektiv zu nutzen
- Fehlende Akzeptanz seitens Bevölkerung könne der durchaus machbaren Erreichung des 2-Prozent-Flächenziels im Wege stehen
- Finanzielle, ökonomische oder technische Anreize können Akzeptanz in der Bevölkerung steigern
- Kein festgelegter Wert von 2 Prozent sinnvoll. Mit diesem Wert werde ein weiterer Ausbau über diese Zielgröße hinweg gefährdet und Potenziale in Bundesländern mit guten Bedingungen werden nicht ausgeschöpft.
- Fraunhofer Studie bestätige die Machbarkeit des 2-Prozent-Flächenziels in jedem Bundesland
- 2-Prozent-Regel werde reichen, um Klimaschutzziele zu erreichen

Zur Frage 25: Finden Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 realistisch?

Mehrfachnennung

- Ein deutschlandweiter pauschaler Wert der Volllaststunden sei aufgrund der unterschiedlich möglichen Volllaststunden in Deutschland nicht sinnvoll
- Eine Regionalisierung in 2 oder 4 Zonen sei wünschenswert

- Aufgrund der regionalen Unterschiede wird der angenommene pauschale Wert der Volllaststunden in verschiedenen Beiträgen sowohl als zu hoch als auch als zu niedrig angesehen
- Als deutschlandweiter Mittelwert seien die angenommenen Volllaststunden realistisch
- Mit Verweis auf WindGuard 5 werden die angenommenen Volllaststunden als zu gering eingeschätzt

Einzelnenennung

- Vorschläge für die Annahme der Volllaststunden:
 - Norddeutschland: 3500h/a
 - Süddeutschland: 2700h/a
- Eine Regionalisierung in Zonen mit klaren Grenzen ist schwer umsetzbar
- Es wird eine Differenzierung zwischen Schwachwind-/ und Starkwindanlagen vorgeschlagen:
 - Starkwindanlagen: mindestens 2500h/a
 - Schwachwindanlagen: 3250h/a
- Vorschlag für deutschlandweite Volllaststunden:
 - 2030: 2653h/a
 - 2040: 2770h/a
 - 2050: 2851h/a
- Dadurch, dass neue Anlagen den Bestand nur nach und nach ablösen, erschienen die angenommenen Werte der VLS (2400/2500) für den Bestand in 2037/2045 hoch. (Agora Studie „KND 2045“ mit Annahme: 1930 VLS in 2030) Nachfolgend sei von einem geringen Anstieg auszugehen auf rd. 1970 VLS in 2037

Sonstige Beiträge zum Thema Onshore Wind

Mehrfachnennung

- Es wird eine Ergänzung um den Rückbau von Onshore-Anlagen gewünscht

Einzelnenennung

- Die ÜNB stellen in ihrem Entwurf des Szenariorahmens dar, dass die 10H-Regel für die Zeithorizonte 2037 und 2045 aufgrund der politischen Debatten außer Betracht gelassen wird. Diese Aussage wird infrage gestellt, außerdem wird der Bestand dieser Regel vorausgesagt.

- Die Annahme, dass die 10H-Regel in Bayern und Baden-Württemberg bis zum Jahr 2045 Bestand haben wird, sei falsch
- Es werden Vorschläge zu den angenommenen Lebensdauern von EE Anlagen gemacht:
 - Wind- (und PV-) Anlagen: 25 Jahre
 - Onshoreanlagen: 25 Jahre
 - PV-Anlagen: 25 – 30 Jahre
 - Offshoreanlagen: >25 Jahre
- Der Abstand von Windanlagen zu Bebauungsgebieten wird als zu gering eingeschätzt und detailliert mit folgenden Argumenten diskutiert:
 - Pauschale Regel zur 3-fachen Anlagenhöhe als Abstände der WKA zu Häusern nicht mehr zeitgemäß (zu groß), da WKA mittlerweile viel größer seien als zur Einführung der Regel, aber:
 - Bestand bleibe über Grenzwerten
 - Prüfung nur bei Neuanlagen
 - Anlagen seien zu laut -
 - Klimaziele seien erreichbar, selbst wenn Abstände zu Häusern >1500m seien
 - Durch WKA sanken die Immobilienwerte in der Nähe
 - Bsp: Haus mit 1km Abstand zu WKA à 7% Wertverlust
 - Einfluss ab ca 8 – 9km nicht mehr nachweisbar
 - Ländliche Gebiete stärker betroffen als städtische
 - Bebauung der WKAs zu eng beieinander. Der Erzeugungsverlust werde finanziell auf Endkunden umgewälzt und ineffiziente Standorte würden dadurch gefördert
- Forderung: 500 – 650m Abstand zwischen Anlagen
 - Forderung min. 100m Abstand zwischen WKA und Bebauungsgebiet
 - Durch Aufrüstung alter Anlagen auf höhere Höhen (stärkere Winde) könne durch die Mehrerzeugung weniger Platz für WKAs benötigt werden und somit das 2-Prozent-Flächenziel auf 1% gesenkt werden
 - WKAs beeinflussten das Wetter
- Es wird eine geringere Abstandsregel zwischen Windanlagen und bebauungsgebieten befürwortet
- Werte im Szenariorahmen stimmten nicht überein (S.19, 24, 25, 26 à PV 1,7 GW Differenz)

- Der Strombedarf werde überschätzt
- Windenergie Offshore sei gegenüber Windenergie Onshore je nach Region zu hoch und zu niedrig angesetzt

4. Wind Offshore

Angenommene Leistung/Potenzial

Mehrfachnennung

- Die Stromerzeugung aus Wind Offshore würde für die Erreichung eines klimaneutralen Zielsystems eine zentrale Rolle spielen und soll so schnell wie sinnvoll möglich vorangetrieben werden. Von einigen wird die Begleitung eines wissenschaftlichen Monitoring Programms vorgeschlagen.
- Andererseits wird darauf hingewiesen, dass für die Jahre 2037 und 2045 nur die Szenarien B und C des Entwurfs des Szenariorahmens konsistent mit den im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung angegebenen Zielwerten von 40 GW für das Jahr 2035 und 70 GW für das Jahr 2045 seien, nicht aber das Szenario A. Laut einigen Aussagen sollte in allen Szenarien 70 GW an installierter Leistung für das Zieljahr 2045 vorausgesetzt werden. Aufgrund der Unsicherheit bezüglich der Zielerreichung erscheint es anderen hingegen plausibel, in einem Szenario anzunehmen, dass die Vorgabe des Koalitionsvertrags nicht erfüllt und anstelle dessen verstärkt auf Wind onshore gesetzt wird. Hierfür würde sich das Szenario C 2037 (und 2045) mit der höheren Transformationsgeschwindigkeit anbieten.
- Es wird angemerkt, dass die Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee das Potenzial habe, über direkte Stromleitungen nach Nordrhein-Westfalen langfristig die größte erneuerbare Stromquelle des Landes darzustellen. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund des gleichzeitigen Kohle- und Atomenergieausstiegs und des künftig zusätzlich ansteigenden Strombedarfs in Nordrhein-Westfalen relevant. Zudem könne die Offshore-Windstromerzeugung mit seiner hohen Volllaststundenzahl eine entscheidende Rolle zur Versorgungssicherheit des Landes beitragen.
- Es wird darauf hingewiesen, dass die Wind Offshore Kapazitäten jenseits von 40 GW installierter Leistung

starken Unsicherheiten unterliegen. Auch andere Studien würden das maximale Potenzial für Wind offshore in deutschen Gewässern auf lediglich 60 GW schätzen.

- Die „eine Priorisierung der Offshore-Windenergie“ wird aus mehreren Gründen für einen strategischen Fehler gehalten. Diese sei mitnichten für die „Erreichung der Klimaneutralität 2045“ erforderlich. Windenergie auf See sei zweifellos ein wichtiger Bestandteil auf dem Weg zur CO₂-Neutralität Deutschlands. Ein Ausbau auf über 70 GW in 2045 sei jedoch deutlich überzogen. Dieser Ausbau schädige die Umwelt deutlich stärker als alle EE-Alternativen, insbesondere PV.

Einzelnenennung

- Es wird darauf hingewiesen, dass es auf Grund diverser Herausforderungen schwierig wird die 70 GW Offshore Leistung bis 2045 umzusetzen. Diese Herausforderungen seien insbesondere der Naturschutz, die Nutzungskonkurrenzen und die Anbindung der Flächen. Aus diesem Grund sollten, ambitioniertere Ausbaupfade für Wind Onshore in Betracht gezogen werden. Die Offshore Windenergie sei wichtig für die Energiewende. Um jedoch den vielen offenen Fragen gerecht zu werden, sollte eine Variante mit weniger Offshore und im Gegenzug mehr Onshore Windenergie betrachtet werden, ohne dabei höhere H2-Importe anzunehmen.
- Der Offshore-Windenergieausbau sollte auf 15 GW begrenzt werden, da ein darüberhinausgehender Ausbau erhebliche nicht tolerable Auswirkungen auf das Ökosystem in Nord- und Ostsee und das Wattenmeer durch die Anbindung der Leitungen bedeuten würde. Ein anderer spricht sich für eine Gesamtkapazität von maximal 10 GW Offshore Ausbau aus, um die Eingriffe in die Naturräume des Meeres und des Wattenmeeres so gering wie möglich zu halten. Ein verstärkter Ausbau der Offshore-Windenergie brächte zugleich einen überzogenen Ausbau von HGÜ-Leitungen mit sich, welcher ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf Natur und Umwelt haben würde.
- Der Ausbaupfad von Wind Offshore sei nicht ausreichend. Im Offshore-Bereich sollen mindestens 20 oder sogar 25 GW pro Dekade zugebaut werden, wobei aufgrund von Kosteneffekten ein Nettozubau von 25 GW bis 2030, 25 GW bis 2035, 30 GW bis 2040 sowie 50 GW bis 2050 realistisch erscheinen würde.

- Die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und AWZ/Küstenmeer sei sinnvoll. Allerdings müssten die angenommenen Ausbaupfade an die aktuellen Entwicklungen im FEP angepasst werden. Dazu würde zum einen der sparsamere Umgang mit Flächen und zum anderen ein schnellerer Ausbau zählen, da die bis 2030 laut Szenariorahmenentwurf nur 22,8 GW bis 2030 ausgebaut würden anstatt wie aktuell vorgesehen 30 GW. Auch die Leistungsdichte pro Fläche müsste an die neu ermittelte Leistungsdichte der BSH angepasst werden.
- Es wird angemerkt, dass analog zu der dänischen Energie-Insel Bornholm in der Ostsee auch für den North Sea Wind Power Hub in der Nordsee zusätzliche Offshore-Lesitung eingeplant werden sollte. Zusätzlich wird angemerkt, dass im Szenariorahmenentwurf nicht ersichtlich wird, ob die genannten Erzeugungsleistungen in der deutschen AWZ und der AWZ der Anrainerstaaten des North Sea Wind Power Hubs im NEP berücksichtigt werden.

Regionalisierung

Mehrfachnennung

- Die vorgeschlagene Aufteilung der Offshore-Windenergiepotenziale und -ausbaupfade auf die Nord- und Ostsee innerhalb und außerhalb der deutschen AWZ wird begrüßt. Ausbau und Verteilung von Offshore Wind auf Ost- und Nordsee erschienen unter den von den ÜNB zugrunde gelegten Prämissen plausibel.

Einzelnenennung:

- Das Land Mecklenburg-Vorpommern sieht weitere Offshore-Potenziale im Küstenmeer und kündigt an, im Rahmen der zu Beginn der neuen Legislaturperiode anstehenden Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms, die Ausweisung möglicher weiterer Flächen zum Ausbau der Kapazitäten für die Offshore-Windstromproduktion im Küstenmeer zu klären.

Naturschutz

Mehrfachnennung

- Es wird darauf hingewiesen, dass es notwendig sei den Ausbau der Windenergie naturverträglich zu

gestalten und die Belastung der Meere nicht weiter zu steigern. Hierzu solle ein Monitoring Prozess aufgesetzt werden, der den Ausbau der Offshore Windenergie wissenschaftlich begleitet und anpassen kann.

- Es wird gefordert, dass die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen in Schutzgebieten grundsätzlich auszuschließen wären. Nutzungen in Schutzgebieten seien so weit wie möglich zu reduzieren bzw. zu vermeiden, wobei eine differenzierte Prüfung in Abhängigkeit vom jeweiligen Schutzgegenstand erfolgen müsse. Vorab seien jedoch alle Möglichkeiten der Flächennutzung in bisher für die Schifffahrt oder für die militärische Nutzung privilegierten Bereichen auszuschöpfen.
- Die Berücksichtigung der Gebiete zum Schutz von Natur- und Landschaft sowie bedeutender Schifffahrtsstraßen mit Zufahrten zu den Häfen in den Küstenmeeren wird begrüßt. Grundsätzlich seien mit der Windkraftnutzung in Schutzgebieten erhebliche natur- und artenschutzrechtliche Konflikte verbunden, welche die Potenziale der Offshore-Windenergie einschränken würden. Hier seien gute Lösungen zur Eingriffsminimierung erforderlich.

Anbindungen

Mehrfachnennung

- Es wird angemerkt, dass die Energiewende und die damit verbundene verstärkte Nutzung der Offshore-Windkraft in der deutschen AWZ der Nordsee eine gemeinsame Aufgabe der Küstenbundesländer sei. Insoweit solle auch eine gemeinsame Lastenverteilung zwischen den norddeutschen Küstenbundesländern (SH, NI) hinsichtlich der künftigen Netzanbindungssysteme angestrebt werden. Hier käme es gerade für die Zielerreichung von 30 GW bis 2030 auf eine zeitgleiche Nutzung aller Trassenoptionen an. Gegenwärtig sei noch nicht abschließend ersichtlich, wieviel zusätzlicher Trassenraum tatsächlich in verträglicher Weise erschlossen werden könne. Angesichts der absehbaren Knappheit von Trassenräumen bräuchte es für die künftig abzutransportierenden zusätzlichen Energiemengen aus Offshore-Windenergie deshalb Alternativen/Ergänzungen zur reinen Kabelanbindung (Strom). Möglichkeiten könnten hier in der Wasserstoffherzeugung direkt auf See und dem Abtransport des erzeugten Wasserstoffs per Pipeline bzw. Schiff liegen.

Konkrete Flächen

Mehrfachnennung

- Einige Gebiete in der Nordsee seien diskussionswürdig: Bei N-0 bestünden Probleme mit dem Meeresschutz, N-5 sei der Windpark Butendiek, der seit 2014 vom NABU beklagt wird und die Flächen N-11 und N-13 seien Hauptverbreitungsgebiete der Seetaucher. Diese Gebiete sollten innerhalb der Potenzialabschätzung ggf. ausgeklammert werden.
- Es wird gefordert, die Schutzgebiete von der Offshore-Windkraft vollständig freizuhalten – so auch das Naturschutzgebiet Doggerbank. Die Flächen N-0, N-5 und N-13 seien aus naturschutzfachlichen Gründen nicht als Potenzialflächen für den Ausbau bzw. das Repowering geeignet und dürften folglich in den Planungen keine Berücksichtigung finden.

Einzelnenennung

- Im Hinblick auf die Flächen der Schifffahrtsroute SN10 sei zu prüfen, ob das zusätzlich entstandene Potenzial i.H.v. 10 GW dauerhaft gesichert werden könne, indem die Befristung des Vorranggebietes entfällt und die Belastungen durch Schifffahrt reduziert würden.

Leistungsdichte/VOL

Mehrfachnennung

- Es wird eine möglichst effiziente Flächennutzung („Verdichtung“ auf der Fläche) präferiert und damit auch eine Flächensparsamkeit. Andere wiederum halten dagegen, dass eine Belegung von weniger Flächen innerhalb der deutschen AWZ zu einer besseren Auslastung der einzelnen Windparks führe. Der Netzausbau solle sich langfristig auf eine optimale Energieausbeute aus installierter Leistung und Volllaststunden ausrichten. Dabei könne die Erhöhung der Leistungsdichten nicht im Mittelpunkt der Betrachtung stehen. Dies würde das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Anlagen negativ beeinträchtigen und daher auch zwangsläufig in der Erhöhung der Erzeugungskosten resultieren. Die Erhöhung der Vollbenutzungsstunden dagegen verbessere zugleich die Effizienz der Nutzung der Strominfrastruktur.
- Der pauschale Ansatz von 4000 Volllaststunden sei

überschätzt. Vor dem Hintergrund der Abschattungseffekte sähe bspw. die Studie „Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See - Potenzial und Bedarf in Deutschland“ bei derselben angenommenen Leistungsdichte von 8 MW/km² nur eine durchschnittlich erreichbare Volllaststundenzahl von 3.200 bis 3.400 als realistisch an. Die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ nähme langfristig 3.700 Volllaststunden an und aktuelle Untersuchungen von Fraunhofer IWES (2021) sogar nur rd. 3.100 Volllaststunden. Auch die AGORA nähme in KNDE 2045 nur 3.600 Volllaststunden an.

- Der überarbeitete Wert für die Volllaststunden solle sich innerhalb einer Bandbreite von 3.100 und 3.700 befinden.

Einzelnenennung

- Ein immenser Ausbau führe zu einer erheblichen „Windverschattungen“ mit geringerem Ertrag weshalb ein solcher Ausbau auch ökologisch nicht tragbar sei. Daher sollten schon im Szenariorahmen auch ökologische Überlegungen mitgedacht werden.
- Weiterhin erscheine die pauschale Zugrundelegung von Volllaststunden nicht mehr als zielführend. Vielmehr solle eine Differenzierung nach Zonen entsprechend der angestrebten Leistungsdichten sowie ggf. weiteren Einflüssen erfolgen. So seien Zone 3 und 4 eher dicht bebaut, die Zonen 2 und 5 eher weniger dicht, was sich in signifikant unterschiedlichen Volllaststunden niederschlagen könne. Vor diesem Hintergrund erscheine es daher auch nicht zielführend, die reduzierte Annahme von 3.100 Volllaststunden als neue Pauschale anzusetzen. Stattdessen sollten die Annahmen entsprechend der neuesten Erkenntnisse aus laufenden Studien (z. B. BSH/Fraunhofer) für Zonen oder ggf. Cluster differenziert werden, da sich die landseitigen Endpunkte der jeweiligen Netzanbindungen ja auch geografisch deutlich unterscheiden würden.
- Die pauschale Annahme von 4.000 Volllaststunden im Szenariorahmentwurf würden nicht mehr zu den dem neuen Ausbaupfad von 70 GW passen. Es würde sich die Frage gestellt, ob in den 4.000 Volllaststunden denn auch schon Abschläge für Verluste wie die 9,5 % aus dem EEG-Erfahrungsbericht der Prognos von 2019 enthalten wären.

- Es wird angemerkt, dass die Volllaststunden eng mit der Leistungsdichte verknüpft wären und sich durch die geplante Erhöhung der Leistungsdichte des BSH in den Zonen 3-5 dementsprechend geringere Volllaststunden erreicht würden. Es sollte sich an den Ergebnissen aus dem IWES Forschungsprojekt („BSH-Fachgespräch zur Methodik der Leistungsermittlung in den Zonen 3-5“) orientiert werden. Da wegen unterschiedlichen Clustergrößen, Windgeschwindigkeiten und Abschattungseffekten die Energieerträge standortspezifisch wären, sollten die Volllaststunden zumindest nach Zonen unterschieden werden.

Preis Offshore

Mehrfachnennung

- Es wird angemerkt, dass die Stromerzeugung aus Offshore-Windkraft sehr teuer sei, insbesondere wenn der Strom nicht vor Ort verbraucht würde. Völlig inakzeptabel sei die mehrfache Wandlung von Gleichstrom in Wechselstrom. Eventuell könnten küstennahe Standorte für die Versorgung des Ballungsraumes Rhein-Ruhr genutzt werden. Ansonsten sollte Offshore Windkraft keine Auswirkung auf das Verbundnetz haben dürfen. Ob sie für energieintensive Produktion vor Ort sinnvoll ist, sei eine Frage der Wirtschaftlichkeit und nicht des Netzausbaus. 70 GW Offshore seien ein unreflektierter Schnellschuss.

Flächenentwicklungsplan (FEP)/ Raumordnungsplan (ROP)

Einzelnenennung

- Für einen naturverträglichen Ausbau von Wind Offshore sei die vorausschauende Flächenplanung entscheidend. Es wird gefordert, im Raumordnungsplan für die sogenannte Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee zügig Vorranggebiete für die Windkraftnutzung, aber auch für den Naturschutz festzuschreiben und Windparks in naturschutzfachlich sensiblen Gebieten auszuschließen. Es müssten alle Nutzungsansprüche auf dem Tisch liegen und zugleich die Erfordernisse des Naturschutzes beachtet werden. Nur dann könne im Rahmen der Raumordnung eine angemessene Flächenausweisung erfolgen. Falls nötig, müssten andere Nutzungen zugunsten von Klima- und Naturschutz reduziert werden. Konkret: Weniger Fischerei, eine auslaufende Förderung von Gas und Erdöl, weniger Sand- und Kiesabbau,

Eindämmung von Militärmanövern und weniger Schiffsverkehr könnten helfen, Arten und Habitats zu entlasten und gleichzeitig mehr Raum für Offshore zu haben.

- Auch die Möglichkeit der Ko-Nutzung sollte stärker in den Vordergrund gerückt werden. Dazu sollten unter anderem auch erneut Flächen in Betracht gezogen werden, die bereits vorentwickelt oder beantragt wurden, dann aber aus unterschiedlichen Gründen bei den Auktionen nicht zum Zuge gekommen sind. So könnten über 1,3 GW zusätzlich zügig ausgeschrieben werden. Für diese Flächen seien früher schon verschiedene Prüfungen durchgeführt sowie eine grundsätzliche Eignung festgestellt worden. Zudem könnten in diesem Zusammenhang im aktuellen Prozess neue Erkenntnisse z. B. aus Forschungsprojekten berücksichtigt werden.
- Insbesondere die Flächen N-11 bis N-13 sollten zur Erreichung der Ziele des Koalitionsvertrages bereits bis 2030 erschlossen und an das Netz angeschlossen werden. Damit würde sich die Lücke zur Erreichung des 2030 Ziel schließen lassen, wenn man von den Anschlussleistungen des Vorentwurfs zum FEP von 12 GW für diese Flächen ausgeht statt den im Szenario-rahmen angenommenen 10 GW.

Multiterminal/DC Vernetzung

Einzelnenennung

- Ziel der Flächenplanung müssten kompakte Gebiete mit möglichst wenig Anbindungsleitungen sein, um den Flächenverbrauch so gering wie möglich zu halten. So sollte es ja auch bei den Vorhaben DC31 und DC34 geschehen. Multi-Terminal-Anbindungen könnten eine Lösung sein.

Rückbau/Lebensdauer

Mehrfachnennung

- Eine Betriebsdauer von 30 Jahren wird als möglich angesehen. Es erscheint wirtschaftlich und technisch nicht nachvollziehbar, dass der Entwurf des Szenario-rahmens nicht von einem direkten Repowering ausgehe, sondern annehme, dass die Flächen mehrere Jahre brachliegen. Auch wenn es noch keinen festgelegten Rahmen für die Nachnutzung gäbe, sollten hier die Vormerkungen im Raumordnungsplan des BSH

für eine erneute Nutzung der Flächen entscheidend sein. Insbesondere auf Flächen mit Vorrangnutzung ergäbe sich aus heutiger Sicht die Möglichkeit des „Repowering“ bei gleicher Leistungsdichte.

Einzelnenennung

- Anzustreben sei, den Zeitraum zwischen Rückbau eines bestehenden OWP und dem Aufbau eines neuen OWP zu minimieren und eine nahtlose Nachnutzung anzustreben. Erste Annahmen der Windparkbetreiber würde auf einen Zeitraum von 1,5 Jahren für den Rückbau und 2,5 Jahren für den Neubau hindeuten. Denkbar sei beispielsweise, die Flächen bereits während der Betriebsphase neu zu vergeben oder gleichmäßig alte Anlagen außer Betrieb zu nehmen und neue zu errichten. Es wird darum gebeten, die Planungen so früh wie möglich auf eine solche Vorgehensweise hin auszurichten.
- Im Hinblick auf die Offshore Technologie sollte von einer Lebensdauer von mindestens 20 bis 25 Jahren ausgegangen werden. Es sei derzeit aber noch Klärungsbedarf hinsichtlich der Nutzbarkeit von Infrastruktur vorhanden.
- Ein direktes Repowering würde zudem eine teilweise Weiterverwendung von Teilen der Infrastruktur, Fundamente etc. ermöglichen, wenn ein entsprechender Rechtsrahmen geschaffen würde.

Offshore NETZ

Mehrfachnennung

- Es wird für fraglich gehalten, ob eine Rechnung auf Kosten ausländischer AWZ zulässig sei und auf die nationalen Ausbauziele angerechnet werden könne. So könnten auch ausländische onshore Flächen für die Zielerreichung angerechnet werden und Importstrom würde „doppelt gezählt“.

Einzelnenennung

- Naturverträgliche Flächenpotenziale könnten durch die gemeinsame Planung der europäischen Nordsee-Anrainerstaaten gehoben werden. Deutschland, als größter Energieverbraucher in Europa könne vergleichsweise stark vom Potenzial der Offshore Windenergie in Anrainerstaaten profitieren.

- Aus Sicht der besseren Systemintegration sei die Entwicklung hybrider Infrastrukturen mit Interkonnektoren sowie deren Berücksichtigung als Element der langfristigen Netzplanung zu begrüßen.
- Möglichst zeitnah sei zu klären, wie der internationale offshore Netzausbau organisiert und finanziert wird. Ohne eine europäische Lösung stünden wir vor der Frage, wie eine verursachergerechte Kostenverteilung national getragen werden könne.
- Insbesondere die Auswirkung des NSWPH auf den Netzausbaubedarf an Land sollte stärker mit in die Untersuchungen einbezogen werden.

Elektrolyse

Einzelnenennung

- Möglichkeiten könnten in der Wasserstofferzeugung direkt auf See und dem Abtransport des erzeugten Wasserstoffs per Pipeline bzw. Schiff liegen. Auf diese Weise könnte der Ausbau von HGÜ-Stromanbindungen idealerweise auf das für direkte Stromanwendungen notwendige Maß begrenzt werden, wohingegen die Wasserstofferzeugung perspektivisch direkt auf See erfolgen könne und damit zusätzlich nötige Stromanbindungen durch einzelne Wasserstoffleitungen (oder die Nutzung vorhandener ertüchtigter Gasleitungen) ersetzt werden könnten. Das würde zu einer deutlichen Entlastung der verfügbaren Trassenräume führen. Die von den ÜNB vertretene Auffassung, dass Elektrolyseure prioritär an Land verortet werden sollten, sei folglich in Hinblick auf knappe Trassenräume und den möglichen Lösungsbeitrag der seeseitigen Wasserstofferzeugung zu relativieren.
- Zusätzlich dazu sei die Offshore-Wasserstofferzeugung ein entscheidender Baustein, um zeitnah signifikante Menge an grünem Wasserstoff zu produzieren und so den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben. Mit Hilfe einer Wasserstoff-Transportpipeline ließen sich bereits zeitnah Flächen nutzen, die in absehbarer Zeit nicht an das Stromnetz angeschlossen werden könnten. Daher sollte die Offshore-Wasserstofferzeugung als zusätzlicher Baustein im Szenariorahmen explizit aufgeführt und im Regionalisierungskonzept berücksichtigt werden. Bei der Offshore-Elektrolyse könnte zudem die Flexibilität durch das Konzept eines „nachrangigen“ Netzanschlusses verbessert werden (z. B. Anbindung an einen

benachbarten Cluster mit Netzanbindung). Hierdurch könnte z. B. abzuregelnde Überschusselektrizität aus den benachbarten Clustern zusätzlich für die Elektrolyse genutzt werden. Umgekehrt könnte auch Elektrizität aus dem SEN in Knappheitssituationen ins Stromnetz geleitet werden, soweit der Netzanschluss im benachbarten Cluster nicht voll ausgelastet ist (nachrangige Einspeisung). Entsprechend seien die Offshore-Anlagen in den Szenariorahmen aufzunehmen.

Sonstiges

Einzelnenennung

Die Regelung des im Sommer 2021 eingeführten §17d Abs. 6-8 EnWG, die anbindungsverpflichteten ÜNB vorschreibt, Offshore-Windparks im Küstenmeer, die über eine gültige BImSchG-Genehmigung verfügen, anzuschließen sei von Relevanz. Aktuell betraf dies konkret den auf der Fläche OST-6-1 zu errichtenden Offshore-Windpark im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns. Analog zu anderen Netzanbindungssituationen würde auch das, diesen Park anzuschließende Netzanbindungssystem, nach seiner Errichtung Teil des Stromnetzes zur öffentlichen Versorgung.

5. Photovoltaik

Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen

Einzelnenennung:

- Es wird angemerkt, dass die angenommenen Ausbaumengen vor allem für die Szenarien B und C für 2045 als realistisch einzustufen sind beziehungsweise das Minimum darstellen. Die ausgewiesenen Potenziale für Flächenbundesländer, wie beispielsweise Brandenburg, werden jedoch als fragwürdig empfunden. Des Weiteren wird herausgestellt, dass das ermittelte Potenzial für Brandenburg bei 29,1 GW liegt, letztlich jedoch lediglich 17,4 GW in den Szenarien B/C 2045 erreicht werden. Die A-Szenarien stuft der Klimaschutzverein als gänzlich unzureichend ein.
- Die Aufteilung auf Freiflächen und Aufdachanlagen wird als sinnvoll betrachtet. Jedoch müssen bei der Planung und Errichtung von Freiflächenanlagen europäisches und nationales Recht gewahrt werden, da hierbei Bodenflächen beansprucht werden. Auch sollten in der Nische befindliche PV-Technologien ebenfalls in den Ausbaupfad aufgenommen werden.

- In einem Beitrag ist zu lesen, dass die Ausbaupfade für PV-Anlagen als sinnvoll erachtet werden und die jeweils hälftige Aufteilung von Freiflächen- und Aufdachanlagen nachvollziehbar sei.
- Es wird deutlich gemacht, dass die Ausbauraten für PV-Anlagen in den Szenarien A und B im Schnitt nicht den Anforderungen zum Erreichen der 200 GW Zielmarke bis 2030 entspricht. Das Szenario C hingegen erfüllt die jährliche, durchschnittliche Zubaurate von 15,7 GW. Darüber hinaus wird argumentiert, dass im Hinblick auf die Vermeidung von Flächenkonflikten und einer Debatte zu einer Solarpflicht, ein Fokus auf den Ausbau von PV-Anlagen auf bereits versiegelte Flächen liegen sollte.
- Als bedenklich wird der Anstieg des Anteils der Flächenanlagen auf die Hälfte aller PV-Anlagen erachtet. Das raumordnerische Ziel in Sachsen-Anhalt ist die Nutzung von Dachflächen. Außerdem verstößt die Erreichung von PV-Anlagen auf Ackerfläche dem Landesentwicklungsplan von 2010 für das Land Sachsen-Anhalt.
- Es wird dargelegt, dass PV-Anlagen nur unzureichend berücksichtigt werden. Zudem sollten Aufdach-Anlagen ein deutlich größeres Potenzial zugesprochen werden.
- In einem Beitrag wird angemerkt, dass der Zubau von PV-Anlagen in den Szenarien nach 2030 deutlich zurückgeht und dies keinen Sinn ergeben würde.
- Der angenommene Ausbaupfad wird für realistisch und sinnvoll befunden, jedoch wird angemerkt, dass es zu einer besseren Zukunftsplanung beitragen würde, wenn die Potenziale anhand der zukünftig zu erwartenden Wirtschaftlichkeit abgeschätzt werden. Sollte sich bei der Regionalisierung von PV-Anlagen auch die Verteilung der Bundesländer ändern, müsste jedoch auch die Regionalisierung der Batteriespeicher überarbeitet werden.
- Folgende Äußerung wird getätigt: Die Ausbauziele für PV-Strom liegen für 2045 zwischen 325 und 395 GW. Die installierten Leistungen werden relativ gleichmäßig auf die Flächen der Bundesländer verteilt. Zum Abfangen der solaren Stromspitzen sollen rund 100 GW dezentrale kleine und 60 GW zentrale große Batteriespeicher errichtet werden. Die 40 GW Elektrolyseleistung und weitere 40 GW Last aus dem Netz

könnten noch hinzugerechnet werden, weil die ÜNB für den Betrieb weitestgehend die Netzorientierung annehmen. In der Summe stünden 240 GW Last einer PV-Einspeisung von rund 400 GW gegenüber. Damit fehlen für die Integration der PV-Erzeugungsleistung rund 160 GW.

- Es wird angemerkt, dass die Ausbaupfade für die Photovoltaik grundsätzlich in die richtige Richtung gehen, insbesondere für die Szenarien 2037. Jedoch ist die PV-Leistung bei den Szenarien 2045 im Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität unzureichend. Des Weiteren erachtet der Verband hinsichtlich der Regionalisierung die Annahmen zum PV-Ausbau in manchen Bundesländern für wenig ambitioniert und argumentiert wie folgt: Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat im Dezember 2021 die Energieversorgungsstrategie NRW fortgeschrieben. Darin wird das Ziel formuliert, die Photovoltaikleistung (Dach- und Freifläche) zu verdreifachen, möglichst zu vervierfachen von rund 6 GW im Jahr 2020 auf 18 bis 24 GW im Jahr 2030. Eine PV-Leistung am oberen Ende dieser Spanne hält der Energieverband für dringend erforderlich, damit Nordrhein-Westfalen seinen Beitrag zur Erreichung der Energiewende- und Klimaschutzziele auf Bundesebene erreichen kann. Dafür ist ein PV-Zubau in NRW von rund 2 GW pro Jahr nötig. In den drei Szenarien 2037 werden für NRW hingegen nur PV-Leistungen von 26,1 GW, 28,3 GW bzw. 32,9 GW angenommen. Daher wird eine deutliche Anhebung der PV-Leistungen in allen fünf Szenarien für dringend erforderlich erachtet. Die Potenziale sind gerade im dicht besiedelten NRW mit seinen vielen Dachflächen ausreichend vorhanden, sodass die erhöhten PV-Leistungen auch realistisch erreicht werden können.
- Die Planungsansätze als hochgradig ambitioniert bewertet.

Mehrfachnennung

- In verschiedenen Beiträgen wird begrüßt, dass der Einfluss von PV-Anlagen im Allgemeinen neu bewertet wurde und diese ein höherer Stellenwert zugeschrieben wird.
- Es wird mehrfach argumentiert, dass die Ausbauziele für PV-Anlagen zu niedrig angesetzt sind, um in Zukunft eine sichere Versorgung zu garantieren. Des Weiteren wird meist für einen Schwerpunkt auf versiegelte Flächen und Dachflächen plädiert.

- In mehreren Beiträgen wird Bezug zu der Studie des Fraunhofer ISE genommen, indem von einem deutlich höheren Potenzial für PV-Anlagen ausgegangen wird.

Durchschnittliche Lebensdauer von PV-Anlagen

Einzelnenennung

- Es wird geschätzt, dass bei PV-Anlagen von einer Lebensdauer von 25 bis 30 beziehungsweise 30 bis 40 Jahren ausgegangen werden kann.

Regionalisierung der Großbatteriespeicher

Einzelnenennung

- Es wird den angenommenen Potenzialen in Bezug auf die Regionalisierung der Großbatteriespeicher nicht zugestimmt.
- Ein Beitrag merkt an, dass PV-Freiflächen in Konkurrenz zur Landwirtschaft stehen. Erst nachdem die Möglichkeiten für Aufdach-Anlagen ausgeschöpft seien, sollten Agrarflächen in Betracht gezogen werden.

6. Biomasse

Mehrfachnennung

- Der deutliche Rückgang der Biomasseleistung zur Stromerzeugung und die Nutzung vorrangig in hochthermischen Industrieprozessen sei zu begrüßen. Möglicherweise in Kombination mit BECCS oder BECCU.
- Eine stärkere Flexibilisierung der Biomasse mit geringeren Jahresvolllaststunden aber höherer installierter Leistung (Überbauung) erscheine sinnvoller, als die im Entwurf angenommene abnehmende installierte Leistung. Vorteilhaft ist dazu auch die einfachere Speicherbarkeit von biogenen Einsatzstoffen (ggf. auch Langzeitspeicherung). Eine Reduktion der flexibel einsetzbaren Biomassestromerzeugung würde einen Ausbau von Wasserstoff- bzw. Erdgaskraftwerken in gleicher Höhe auslösen.
- Das Stromerzeugungspotenzial von Abfallbiomasse sollte stärker ausgeschöpft werden.
- Ein Teil der biogenen Stoffe eigne sich aufgrund des geringen Energiegehalts und dem dadurch unwirtschaftlichen Transport nicht zur Nutzung in der

Industrie und sollte weiterhin zur Stromerzeugung genutzt werden.

- Es erscheine nicht nachvollziehbar, dass Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Biomasse abgebaut werden, wenn gleichzeitig neue Gaskraftwerke errichtet werden. Die Energiemenge der Stromerzeugung aus Biomasse sollte auf heutigem Niveau bleiben.

Einzelnenennung

- Die mit der Verringerung der Volllaststunden angenommene Flexibilisierung sei zu begrüßen, allerdings müsse diese mit einer Erhöhung der Leistung und nicht einer Verringerung einhergehen.
- Biomasse sollte weitestgehend aus der Stromerzeugung herausgenommen werden.
- Biomasseanlagen sollten zunehmen als schnell regelbare KWK-Anlagen betrieben werden unter Berücksichtigung lokaler Wärmenutzung und das abgeschiedene CO₂ könne mit grünem Wasserstoff zur Methanherzeugung oder anderweitig stofflich genutzt werden.
- Biomassebasierte Langzeitspeicher zur Stromerzeugung mit möglicher Nutzung des biogenen Kohlenstoffs sollten als Bürgerprojekte angenommen werden.
- Für NRW könnte angenommen werden, dass sich die installierte Leistung bis zum Jahr 2045 auf 0,25 GW reduzieren könnte.
- Der Koalitionsvertrag erhalte ein Bekenntnis zur Nutzung auch von Bioenergie und im EEG 2021 seien bereits Ausschreibungsvolumina für eine gleichbleibende Stromproduktion festgelegt, weshalb die angenommene starke Verringerung in kurzer Zeit nicht nachzuvollziehen sei.
- Besonders die vergangenen Monate hätten gezeigt, dass flexibel betriebene Biomasseanlagen bereits jetzt in der Lage seien, Erlöse am Markt zu generieren, die über der regulären EEG-Vergütung lägen.
- Es erscheine unverständlich, wieso in den Szenarien keine Bandbreite der installierten Leistung von Biomasse angenommen werde. Mindestens ein Szenario sollte eine verstärkte Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung darstellen.

- Die Annahme einer verstärkten Nutzung in der Industrie erscheine nicht logisch, da auch bei den anstelle der Biomasseerzeugung zu errichtenden Gaskraftwerken ebenfalls Primärenergieträger verfeuert werden, die ebenso direkt in der Industrie für Hochtemperaturprozesse genutzt werden könnten.
- Biomasseverstromung mit BECCS könnte helfen, die für Klimaneutralität benötigten negativen Emissionen zu erreichen und erscheint vorteilhafter als DAC.
- Unter Berücksichtigung der benötigten Ressourcen für die Nahrungsmittelproduktion, und der Herstellung von Baumaterialien erscheine eine Abnahme der Biomassenutzung für energetische Zwecke realistisch. Überdies bestehe bei der energetischen Nutzung eine Konkurrenz zu Biokraftstoffen, die sich durch die Knappheit weiter verschärfen könnte.
- Bereits heute verfügbare Biogasanlagen mit BHKW könnten zu flexiblen Speicherkraftwerken weiterentwickelt werden und so u.a. die Verteilnetze entlasten.
- Der Hochtemperaturbedarf in der Industrie ließe sich besser mit direktem Stromeinsatz decken als mit dem Einsatz von Biomasse. Auch für den Bedarf an Kohlenstoff ließen sich Alternativen finden z.B. CCU aus Abfallverbrennung.
- Ähnlich argumentiert ein weiterer Verband in seinem Konsultationsbeitrag. Die energetische Biomassenutzung sollte sich schnellst möglich auf nachhaltig verfügbare Reststoffe beschränken. Für die Stromerzeugung stünden deutlich effizientere Wind- und PV-Anlagen zur Verfügung.
- Die Zuckerindustrie hat bereits einen Pfad zur Dekarbonisierung der Produktion festgelegt und gibt an, dass die bisher mit Gas befeuerten Kraftwerke auf die Feuerung von Biomasse aus eigenen Reststoffen und Produktionsrückständen umgestellt werden können. Eine Ausweitung des Biomasseeinsatzes sollte daher nicht ausgeschlossen werden.

7. Wasserkraft

Mehrfachnennung

- Die Leistung Wasserkraft decke sich nicht mit der Zahl 5,6 GW, welche im EEG-Erfahrungsbericht Wasserkraft errechnet wurde und sei ebenfalls niedriger

als im NEP 2021-2035, was nicht nachvollziehbar sei. Es gebe keine Entwicklungen, die gegen eine Erhöhung des Potenzials sprechen. Es sei unverständlich, dass die Erhöhung um 0,8 GW aus dem NEP 2021-2035 nicht mehr angenommen werde.

Einzelnennung

- Die Annahme, dass es keine neuen Standorte gibt sei realistisch, jedoch sei es unrealistisch, dass kein Potenzial für Effizienzverbesserungen und damit eine Erhöhung der Stromerzeugung angenommen werde.
- Kleinwasserkraftwerke mit <1 MW Maximalleistung seien unwirtschaftlich und umweltschädlich und sollten nicht mehr angenommen werden.
- Für Volllaststunden ergäben sich in Studienvergleichen höhere Werte als im Entwurf angenommen. Außerdem sei es, anders als im Entwurf angegeben, unerheblich für die Volllaststunden, ob es sich um Lauf- oder Speicherkraftwerke handle.
- Der Erhalt der bestehenden Wasserkraftwerke sowie die Annahme von Repowering und die (Wieder-)Erschließung noch bestehender Potenziale (bspw. an bereits bestehenden Wehranlagen) sollten angenommen werden.
- Die Annahme einer gleichbleibenden Kapazität sei angemessen, da bei den sehr langen Laufzeiten Repowering kaum eine Rolle spiele und nur Anlagenmodernisierungen oder Erweiterungen eine Rolle spielen könnten.

8. Spitzenkappung

Allgemeine Anmerkungen

Mehrfachnennung

- Spitzenkappung sei ein Instrument der Netzplanung und führe in keinem Fall zu einer pauschalen Abregelung von 3%.
- Die Methodik zur Abbildung der Spitzenkappung sei seit dem NEP 2017-2030 nicht mehr angepasst worden
- Die Annahme flächendeckender Spitzenkappung gehe über die Planungen der VNB und die Regelung nach EnWG hinaus. Dies könnte im Ergebnis zu einer Unterschätzung des Übertragungsnetzausbaubedarfs führen, welche dem Anspruch des NEP nicht gerecht würde.

Einzelnenennung

- Die Betrachtung alternativer Konzepte sei lohnenswert.
- Es sollte die Spitzenkappung aufgrund lokaler Glättungseffekte auf die kombinierte PV- und Windeinspeisung angenommen werden und es sollten nur die extremen Einspeisespitzen abgeregelt werden, welche „volkswirtschaftlich sinnlosen“ Netzausbau hervorrufen würden.
- Spitzenkappung sollte nur in absoluten Ausnahmefällen zur Anwendung kommen. Davor seien andere Möglichkeiten z.B. Flex-Märkte auszuschöpfen. Auch über eine geeignete Anlagenauswahl (bspw. Schwachwindanlagen), könnten kurzfristige Erzeugungsspitzen vermieden werden.
- Zwar sei der Umgang mit der Spitzenkappung für viele Verteilnetzbetreiber noch unklar, es könne jedoch angenommen werden, dass sich die Problemstellungen bis zum Betrachtungsjahr 2037 geklärt haben, sodass eine prinzipielle Annahme von flächendeckender Spitzenkappung angebracht erschiene. Die Annahme eines pauschalen Abschlags für Spitzenkappung in allen Szenarien erscheine allerdings nicht überzeugend.
- Eine gezielte Anwendung von Spitzenkappung unter Berücksichtigung einer regionalen Differenzierung, der Netzauslastung und der unterschiedlichen Erzeugungskosten könne den Übertragungsbedarf reduzieren.
- Ein Nachteil der ÜNB-Methodik sei, dass auch dann abgeregelt wird, wenn aufgrund ausreichender regionaler Stromnachfrage im Verteilnetz genügend Kapazität zur Weiterleitung bestünde.

Alternativkonzepte zur modellseitigen Berücksichtigung

Mehrfachnennung

- Sofern eine differenzierte Betrachtung nach Netzgebieten nicht verfolgt werden könne, sollte die gekappte Energiemenge pauschal auf maximal 1 – 1,5% begrenzt werden.

Einzelnenennung

- Anstelle der pauschalen Abregelung von 3% der Jahresenergiemenge könne angenommen werden, dass der

Strom in Elektrolyseuren genutzt werden kann. In den Netzregionen, in denen viel Erneuerbare vorhanden sind, könnten Elektrolyseure verortet werden und damit (teilweise) auf die Spitzenkappung verzichtet werden.

- Die Abbildung im Modell könne so variiert werden, dass Spitzenkappung nur dann vorgenommen wird, wenn die Einspeisespitze über dem 75%-Quantil der EE-Einspeiseleistung liegt.
- Es sollte eine Spreizung der Werte proportional zu den Mengen erneuerbarer Energien erwogen werden.
- Möglich sei eine gezielte Abregelung unter Berücksichtigung der regionalen Differenzierung, der Netzauslastung und unterschiedlicher Erzeugungskosten.

D Sektorenkopplung und Flexibilisierung

1. Allgemeines zu Sektorenkopplung und Flexibilitäten

Einzelnenennung

- Eine aktive Überhöhung der Spotmarktpreise würde einen Anreiz zu einer Lastverschiebung der Verbraucher schaffen (Verstärkung DSM). Durch Leistungsmessung (GHD) und Smartmetering würden bereits technische Voraussetzungen existieren um eine entsprechende Lastverschiebung zu realisieren. Dieser Hebel könnte über die Netzentgelte abgewickelt werden.
- Grundsätzlich sei die Betrachtung unterschiedlicher Flexibilitätseinsatzoptionen in den Szenarien gut, um die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Herausforderungen, die das zukünftig sehr volatile System mit sich bringen würde, seien nur zu lösen, wenn eine gesamthafte Optimierung über alle Stakeholder angestrebt würde.
- Die Spitzenkappung erfolge rein nach Auftreten von Erzeugungsspitzen der Photovoltaik und der Windenergie an Land und dazu auch noch getrennt voneinander. Eine regionale Differenzierung unter Berücksichtigung der Netzauslastung erfolge nicht. Nach vorläufigen Analysen könne durch die gezielte Anwendung der Spitzenkappung eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs in Höhe der Übertragungskapazität mindestens einer Drehstrom- oder Gleichstromleitung erreicht werden.

- Variable Stromtarife und eine hohe Marktorientierung nachfrageseitiger Flexibilitäten, gerade auch im Industriebereich seien Voraussetzung für die Integration hoher EE-Anteile.
- Preissignale zum marktorientierten Einsatz von Flexibilitäten könnten auf der lokalen Verteilnetzebene kontraproduktiv sein. Insbesondere der Wechsel von netzdienlichen Flexibilitäten (Vermeidung von Netzausbau im Verteilnetz) hin zu marktdienlichem Einsatz könne massive Netzengpässe im Verteilnetz erzeugen.
- Das Potenzial des marktorientierten Ansatzes sei begrenzt und daher sollte in allen Szenarien der überwiegende Teil der Haushaltsflexibilitäten netzorientiert gesteuert würden.
- Flexibilisierung von Stromnachfrage sei grundsätzlich nur über wenige Stunden (Lastverschiebung) möglich, nicht aber langfristig über mehrere Tage. Zudem gebe es bisher weder gesetzliche Anforderungen, Anschlussregeln oder finanzielle Anreize.
- Es sei gut, dass private Haushalte die Möglichkeit hätten Flexibilität auf dem Strommarkt bereitzustellen. Der marktorientierte Ansatz wird begrüßt.

Mehrfachnennung

- Die beschriebene marktorientierte Nutzung von E-Pkw, Haushaltswärmepumpen und Heimbatteriespeichern führe zu einem stark ansteigenden Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz und auch in den Verteilungsnetzen.
- Neben dem Netzausbau solle verstärkt auf Dezentralität gesetzt und z.B. Schwachwindanlagen im Süden zu errichtet werden.
- Die „neuen Flexibilitätsoptionen“ würden, dezentral eingesetzt, netzstabilisierend und nicht netzbelastend wirken.

2. Elektromobilität

Einzelnenennung

- Der spezifische Verbrauch der E-Pkw erscheine zu gering. Es würden immer mehr schwere E-Pkw in den Markt drängen wodurch der durchschnittliche

Verbrauch steigen würde. Zudem seien Ladeverluste nicht berücksichtigt.

- Die Parameter müssten wie folgt angepasst werden:
- Steckbriefe zur Beurteilung der Antriebstechnologien seien überholt.
- Reichweite der BEV müsse besser eingeordnet werden.
- Eine breitere Modellpalette und höhere Förderprogramme würden wettbewerbsfähige Preise ermöglichen. Ein Trend lasse sich bereits an Neuzulassungen erkennen.
- Pendeldistanzen seien perspektivisch weniger stark zu gewichten, da bspw. die Einführung einer City-Maut für Ballungszentren zu Verlagerungseffekten in Richtung öffentlicher Verkehrsmittel führen würde.
- Telearbeit setze sich stärker durch und reduziere den Pendelverkehr.
- Elektrofahrzeuge sollten effizienter angenommen werden und als Stromspeicher modelliert werden. Konzepte der Verkehrswende würden von einer sinkenden Zahl einzelner Fahrzeuge ausgehen, die zunehmend gemeinschaftlich genutzt werden. Zudem sei die Annahme des Stromverbrauchs von E-Fahrzeugen deutlich zu hoch. In Summe würde von einem Stromverbrauch für die individuelle Mobilität von 60-80 TWh ausgegangen (Knapp 50 % der Annahmen aus dem Szenariorahmen).
- Der Einsatz von Elektromobilen als Stromspeicher würde im Szenariorahmen unterschätzt.
- Der Bestand von E-Pkw erscheine verhältnismäßig niedrig angesetzt zu sein. Zur besseren Vergleichbarkeit wäre der Gesamtbestand von Pkw hilfreich. Geht der Bestand wie in KNDE-Studie deutlich zurück, erscheine die absolute Anzahl plausibel.
- Das Aufkommen der Plug-in-Hybrid Pkw (PHEV) sei plausibel. Aufgrund der anzunehmenden steigenden Reichweite von BEVs sei ein tendenziell geringer Anteil von PHEVs naheliegend.
- Das Aufkommen der leichten E-Nutzfahrzeuge erscheine plausibel. Bei den schweren E-Nutzfahrzeuge sei das Aufkommen schwer zu bewerten. Hier wäre eine Unterscheidung zwischen Last- und Sattelzügen

(LZ/SZ) im Vergleich zu kleineren Lkw wünschenswert.

- Ein Bestand von 200.000 Oberleitungs-Lkw in 2045 sei verhältnismäßig hoch angesetzt. Allerdings sei die Vergleichbarkeit mit anderen Studien schwierig, da der Aufbau des Oberleitungsnetzes im Szenario nicht beschrieben würde. Hier wäre zudem vergleichend der Bestand der Brennstoffzellen (FCEV)-Lkw sowie Lkw mit Verbrennungsmotor in den Szenarien interessant.
- Eine durchschnittliche Fahrleistung von 14.000 km/a für BEV sei realistisch. Unter der Annahme, dass PHEV derzeit vor allem als Dienstwagen genutzt würden, könnte die Fahrleistung hier auch noch höher sein. Es sei jedoch unklar wie zukünftige Änderungen der Anrechnung von PHEV im Rahmen der Dienstwagenbesteuerung deren vorrangigen Einsatz beeinflussen.
- Eine Fahrleistung von 22.000 km/a bei leichten Nutzfahrzeugen sei realistisch, gegebenenfalls minimal überschätzt.
- Für Last- und Sattelzüge sei die angenommene Fahrleistung von 100.000 km/a realistisch und könne auch für Oberleitungs-Lkw angenommen werden. Für kleinere Lkw sei die Fahrleistung je nach Fahrzeuggröße geringer.
- In Anbetracht der immer größeren Fahrzeuge (SUV) könnte der spezifische Verbrauch auch etwas höher ausfallen.
- Für PHEV sei der spezifische Verbrauch relativ hoch angesetzt. Hier sei unklar, ob der Wert für den teilelektrischen Betrieb angenommen wurde und damit auch der Verbrauch von Endenergie in Form von Kraftstoffen (mit geringer Effizienz der Nutzung) zumindest teilweise betrachtet wurde oder nur der Stromverbrauch für den elektrischen Anteil bezogen auf die Gesamtfahrleistung bzw. die elektrisch zurückgelegte Fahrstrecke.
- Für leichte E-Nutzfahrzeuge sei die Datenlage begrenzt. Ein Verbrauch von 40 kWh/100 m erscheine realistisch, insbesondere vor dem Hintergrund steigender Reichweiten der Fahrzeuge und damit einhergehend größeren Akkupacks.

- Für schwere E-Nutzfahrzeuge sei die Annahme von 120 kWh/100 km zu niedrig angesetzt, dieser und sollte für BEV-Sattelzüge eher bei 150 kWh/100 km liegen.

Mehrfachnennung

- Die sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung der Fahrzeugflotte seien passend gewählt.
- Der Anstieg von Bahnstrom müsse deutlich höher angenommen werden, da heute noch über 10 Prozent des Bahnnetzes mit Diesel oder Diesel-Hybrid betrieben würden. Zudem setze die neue Regierung auf öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), wodurch ebenfalls mehr elektrische Energie benötigt werden würde.
- Elektroautos sollten als Netzpuffer oder Speicher mit bidirektionaler netzdienlicher Ladebox berücksichtigt werden.
- Fahrleistungen seien grundsätzlich schlüssig. Es empfehle sich jedoch eine Aktualisierung auf Grund der neuen politischen Ziele, der Innovationen bei den Fahrzeugen und bei der Netzintegration.
- Die angenommenen Fahrleistungen und der Verbrauch der Elektrofahrzeuge seien realistisch. Bei den Plug-In-Hybriden und den E-Nutzfahrzeugen und O-Lkw müssten hingegen deutlich höhere Fahrleistungen angenommen werden.
- Die Anzahl von Elektrofahrzeugen sei deutlich zu hoch, ein klimaneutrales Energiesystem würde eine stärkere Abkehr vom Individualverkehr erforderlich machen.
- Das Speicherpotenzial der Elektrofahrzeuge sei im Szenariorahmen nicht ausreichend berücksichtigt. In einem realistischen Szenario sei zu beachten, dass unter Zugrundelegung der Mobilitätsansprüche (Nutzerprofile von Elektro-Pkw) bei weitem nicht die gesamte Speicherleistung der Elektrofahrzeuge für die Energiewirtschaft zur Verfügung stehen würde.
- Eine Alternative zu den Oberleitungs-Lkw sollte angenommen werden, da der zukünftige Einsatz auf Grund von hohen Investitionskosten und Instandhaltungskosten aktuell nicht vorstellbar sei.

- Plugin-Hybride würden zukünftig nur noch einen geringen Anteil an den E-Fahrzeugen haben werden.

3. Wärmepumpen

Wahl der technischen Parameter

Allgemein zu Anzahl Wärmepumpen und Stromverbrauch durch Wärmepumpen

Einzelnenennung

- Es wird grundsätzlich von einer steigenden Durchdringung von Wärmepumpen ausgegangen. Es wird begrüßt, dass in den Szenarien unterschiedliche Durchdringungsgrade angenommen werden.
- Die angenommene Zahl der Wärmepumpen im Szenariorahmenentwurf bis 2045 auf 12 bzw. 16 Mio. (HH + GHD) wird als zu niedrig angesehen. Dies würde nicht mit den Zielen der Dekarbonisierung des Gebäudesektors zusammenpassen.
- Die angesetzten Zahlen zu den Wärmepumpen werden als plausibel eingeschätzt, da diese in den Bereich gängiger Studien passen würden.
- Der Stromverbrauch durch Wärmepumpen im Szenariorahmenentwurf sei zu hoch angesetzt. Der Stromverbrauch durch Wärmepumpen für den Haushalts- und den GHD-Sektor müsste im Szenario B/C 2045 bei 36 TWh anstatt bei 57,6 TWh liegen. Dies würde sehr wahrscheinlich mit der zu geringen Effizienzannahme liegen.
- Demgegenüber wird auch die Position vertreten, dass der Stromverbrauch von den Wärmepumpen zu gering wäre. Der Stromverbrauch müsste bei 36 TWh in 2030 und 84 TWh in 2045 liegen.
- Der angenommene Stromverbrauch von 3.500 – 4.000 kWh/a pro Wärmepumpe im Szenariorahmenentwurf sei zu gering. Laut einer Studie des Fraunhofer ISI und Prognos „Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030“ würde der Stromverbrauch einer Wärmepumpe bei rd. 6.000 kWh/a liegen.

Jahresarbeitszahl (JAZ)

Mehrfachnennung

- Die angenommene Jahresarbeitszahl im Szenariorahmenentwurf wird als zu niedrig erachtet. Da die Jahresarbeitszahl ein Maß für die Effizienz wäre, käme es dementsprechend zu einer überhöhten Annahme des Stromverbrauchs bei den Wärmepumpen.
- Eine Jahresarbeitszahl von 2,2 wird als zu gering angesehen und eine JAZ von mindestens 3,5 gefordert.
- Es wird aber auch die Position vertreten, dass die angenommene Höhe der JAZ im Szenariorahmenentwurf sinnvoll gewählt wäre. Allerdings würden durch Effizienzgewinne zukünftig leicht höhere Jahresarbeitszahlen gesehen.

Einzelnenennung

- Es gibt aber auch die Position, dass die JAZ von 3,4 in 2037 sogar eher als zu hoch angesetzt wäre. Das läge daran, dass überwiegend Luft/Wasserwärmepumpen eingesetzt würden, welche tendenziell eine schlechtere JAZ aufweisen würden. Deswegen sei die Annahme einer JAZ von 3,2 realistischer.
- Die Annahme einer geringeren Jahresarbeitszahl von 2,8 für Großwärmepumpen im Szenariorahmenentwurf wird wegen des höheren Temperaturniveaus als nachvollziehbar angesehen.
- Die JAZ würde sich bei den verschiedensten Konfigurationen deutlich unterscheiden. Beispielsweise könnten Wärmepumpen in Kombination mit PVT-Kollektoren eine JAZ von 4,0 erreichen. Aber auch bei der Unterscheidung des eingesetzten Wärmepumpentyps gäbe es bereits heute JAZ zwischen 3,1 (Luft/Wasserwärmepumpe) und 3,9 (Sole/Wasserwärmepumpe) in Bestandsgebäuden. Bei gut sanierten Gebäuden könnte zukünftig durch technische Weiterentwicklungen sogar eine JAZ von 4 bis 9 erreicht werden.

Wohnfläche

Mehrfachnennung

- Es wird angeregt, die Annahme zu der durchschnittlichen Größe der Wohnfläche zu präzisieren bzw. zu überdenken.

Einzelnenennung

- Die angenommene durchschnittliche Wohnfläche von 118 m² entspräche zwar der von Ein- und Zweifamilienhäusern, allerdings würde eine durchschnittliche Wohnung aktuell nur eine Größe von 92 m² aufweisen.
- Der angenommene Wert für die durchschnittliche Wohnfläche im Szenariorahmenentwurf sei für einen vereinfachten Ansatz plausibel. Allerdings wird angemerkt, dass die Historie zeigen würde, dass die durchschnittliche Wohnfläche (bis 2030 um ca. 5%) weiter steigen müsste.

Heizwärmebedarf

Einzelnenennung

- Es wird darauf hingewiesen, dass in einer Empfehlung der Deutschen Umwelthilfe der Heizwärmebedarf unter 120 kWh/m²a für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Wärmepumpe liegen sollte. Dies würde einem teilsanierten Gebäude entsprechen. Weiterhin würde die Fraunhofer Studie „Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95% THG-Klimazielszenarien“ von 2019 ebenfalls einen wirtschaftlichen Betrieb bis maximal 120 kWh/m²a sehen. In dieser Studie würde aber eingeschränkt, dass dies nur bei optimalen Heizkreisbedingungen der Fall wäre und deswegen in der Praxis Wärmepumpen nur in Gebäuden mit einem Heizwärmebedarf von maximal 90 kWh/m²a installiert werden sollten.
- Die Annahme zum Heizwärmebedarf im Szenariorahmenentwurf von 111 kWh/m²a in 2045 sei zu hoch. Mit Verweis auf die KNDE (Studie Klimaneutrales Deutschland) der Agora, welche einen Heizwärmebedarf in 2045 inklusive Warmwasserbereitung (12 kWh/m²a) von 57 kWh/m²a ausweist, könnte sogar allein für die Beheizung ein Heizwärmebedarf von 45 kWh/m²a angenommen werden. Allerdings wäre dies sehr ambitioniert und deswegen wird ein Heizwärmebedarf zwischen 50 und 60 kWh/m²a vorgeschlagen.
- Wärmepumpen müssten künftig auch in gering bis überhaupt nicht sanierten Gebäuden eingebaut bzw. die Sanierungsrate gesteigert werden, um das Ziel der Dekarbonisierung 2050 zu erreichen.
- Es wird moniert, dass bei den angesetzten Heizwär-

mebedarfen in den unterschiedlichen Szenarien keine Differenzierung nach Heizwärme und Warmwasserbereitstellung stattfinden würde.

- Die angesetzte Höhe des Heizwärmebedarfs wird ebenfalls als nicht plausibel erachtet und hinterfragt ob nicht ein anderer Parameter für die Dimensionierung der Wärmepumpen gewählt werden sollte. Es wird abermals auf die Studie der Agora „Klimaneutrales Deutschland 2045“ verwiesen. Bei dieser würde der Heizwärmebedarf zwischen 25 und 35 kWh/m²a (ohne Warmwasserbereitung von 10 kWh/m²a) liegen.
- Es wird auch moniert, dass grundsätzlich Verbesserungen der Energieeffizienz von 2037 bis 2045 unzureichend berücksichtigt würden.
- Der angenommene Einsatz von Wärmepumpen nicht nur in hocheffizienten Gebäuden wird begrüßt. Dies würde dementsprechend in der Annahme der nur mäßigen Verbesserung des Raumwärmebedarfs wiedergespiegelt. Dies wäre für eine robuste Netzplanung durchaus nachvollziehbar.
- In einer beispielhaften Rechnung wird von einem Heizwärmebedarf zwischen 160 und 70 kWh/m²a ausgegangen.

Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen in Szenario A

Mehrfachnennung

- Ein Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, welcher einen Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes bedingen würde, wird als nicht realistisch erachtet. Das bedeutet, dass die Anzahl an Wärmepumpen im Szenario A entsprechend erhöht werden müsste.

Einzelnenennung

- Es sei fraglich inwiefern Wasserstoffverteilnetze ökonomisch sinnvoll zu betreiben wären.
- Wichtigste Beiträge zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors seien eher energetische Sanierung und die Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden.
- Indirekte Nutzung grünen Wasserstoffs wäre unter volks- und betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten höchstens durch die Nutzung der Abwärme von

Elektrolyseuren sinnvoll.

- Zentrale Großwärmepumpen oder dezentrale Nahwärmenetze in bestehenden Wärmenetzen seien wirtschaftlicher.
- Grüner Wasserstoff wäre ein knappes Gut und sollte den Bereichen vorbehalten bleiben, in denen keine Elektrifizierung möglich wäre.
- Aus Kosten und Effizienzgründen wären dezentrale Wasserstoffheizungen auf absehbare Zeit nicht sinnvoll.
- Ohne eine sehr hohe Förderung für eine Hausbesitzerin bzw. einen Hausbesitzer wäre der Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen eher unattraktiv.
- Demgegenüber wird aber auch die Position vertreten, dass eine Verfügbarkeit eines Wasserstoffverteilnetzes bzw. die Verfügbarkeit von wasserstoffbasierten Heizungen möglich wäre.

4. Flexibilisierung Must Run und KWK

Betriebsweise der KWK-Anlagen im Zieljahr ausschließlich Strommarkt orientiert oder ggf. weiterhin „Must Run“ Restriktionen berücksichtigen

Mehrfachnennung

- Es wird angemerkt, dass die KWK-Anlagen zukünftig nur noch strommarktorientiert betrieben und somit keine „Must Run“ Restriktionen mehr berücksichtigt werden sollten.
- Für die flexible Betriebsweise der KWK-Anlagen seien Wärmespeicher notwendig. Somit würde die Erzeugung von Strom und Wärme gekoppelt aber die Nutzung entkoppelt. Durch diese Kombination würde allerdings auch die benötigte Leistung steigen, da die Wärmemenge in kürzerer Zeit bereitgestellt werden müsste.
- Für die Wärmeerzeugung kämen auch Technologien wie Power to Heat oder Heizkessel in Frage. Somit könnte im Zusammenspiel aller Technologien auf die verschiedenen Situationen (hohe/niedrige EE-Einspeisung) flexibel reagiert werden. Bei hoher

EE-Einspeisung würde die Wärme über Power to Heat oder Heizkessel bereitgestellt, während die KWK-Anlage keinen Strom produzieren würde. Bei niedriger EE-Einspeisung wäre es umgekehrt.

- Es wird angemerkt, dass es weitere Flexibilitätsoptionen bei KWK-Anlagen gäbe, welche im Szenariorahmenentwurf nicht modelliert würden.

Einzelnennung

- In dem Szenariorahmenentwurf sei nicht ersichtlich, welche Wärmespeicher vorgesehen wären um einen optimalen Betrieb in Abhängigkeit des Stromdargebots zu gewährleisten.

5. Ersatz KWK durch PtH

Einzelnennung

- Es wird angemerkt, dass die Grundtendenz bei dem Thema Energieeffizienz durch Gebäudesanierung und dem Einsatz von (Groß-)Wärmepumpen und einer Verschiebung von Erdgas auf Wasserstoff bei der KWK aus der Studie des FfE gefolgt werden könnte. Allerdings würde die Studie ihrer Ansicht nach keine klaren Abschätzungen für den künftigen Beitrag der KWK liefern.
- Für eine Verwendung von Wasserstoff in bestehenden Gaskraftwerken würde eine Infrastruktur für Wasserstoff benötigt. Insbesondere bei industriellen KWK-Anlagen würde der Wasserstoffeinsatz mit der Erzeugung industrieller Prozesswärme konkurrieren. Die Prozesswärme wäre aufgrund des erforderlichen Infrastrukturausbaus für Wasserstoff allerdings schneller über E-Boiler und Hochtemperaturwärmepumpen zu realisieren. Des Weiteren wäre eine Umrüstung bspw. im Jahr 2037 nicht realistisch, wenn dann 2045 aufgrund der technisch wirtschaftlichen Lebensdauer die Anlage wieder stillgelegt würde.
- Weiterhin wird angemerkt, dass bei KWK-Anlagen nicht nur ein Ersatz durch Wasserstoff, sondern auch durch andere dekarbonisierte Brennstoffe, wie bspw. synthetische Flüssigkeiten, berücksichtigt werden sollte.
- Der Einsatz von Wasserstoff bei der Wärmeerzeugung

sei sehr wahrscheinlich für einen längeren Zeitraum nicht wirtschaftlich. Es wird eher eine Alternative im Weiterbetrieb von gasgefeuerten KWK-Anlagen mittels Wasserstoff gesehen. Dies könnte an den jeweiligen Standorten wiederum zu weniger Stromnetzausbau führen.

6. PtX

6.1. Power-to-Heat

Einzelnenennung

- Die Einschätzung, dass sich der Einsatz von KWK zur Stromerzeugung und von (Groß-)Wärmepumpen mit Wärmeerzeugung aus dem Stromverbrauch am Strommarkt entsprechend den Residuallasten ergeben wird, wird geteilt. Beide Techniken würden – sich wechselseitig ergänzend - Jahresvolllaststunden von 2000-2500 h erreichen. Elektroheizer könnten ca. 800 Jahresvolllaststunden erreichen.
- Weiterhin wird die Differenzierung nach Fernwärme für die „allgemeine“ Versorgung und für die Industrie begrüßt, sie sollte jedoch transparenter erfolgen. Zudem sei die Wahl der Bezeichnungen „zentral“ und „dezentral“ für Szenarien, welche sich vor allem in der Sanierungsrate der Gebäude

unterscheiden würden, irreführend. Fernwärme sei immer „zentral“ bezogen auf Einzelheizungsanlagen und „dezentral“ bezogen auf Deutschland insgesamt. Des Weiteren sei die Auswahl von drei Wärmenetzen (Flensburg, Hamburg und Berlin) nicht repräsentativ. Zusätzlich sollten Wärmenetze im Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet und Bayern aufgeführt werden.

- Das Potenzial der Geothermie und Solarthermie werde nicht ausreichend berücksichtigt.
- Die Annahmen zu den Großwärmepumpen (Kapazitäten und Vollbenutzungsstunden) werden als realistisch betrachtet. Bei den Elektroheizern (Power-to-Heat-Anlagen) seien die angenommenen 800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ebenfalls plausibel, deren Kapazitäten mit 5 GW bzw. 10 GW in 2037 sowie 6,9 GW bzw. 13,8 GW in 2045 seien jedoch deutlich zu niedrig angesetzt. In den Szenarien B und C sollten alleine für den Bereich der Fernwärme eine Power-to-Heat-Kapazität von rund 15 bis 20 GW im Jahr 2037 und 2045 angesetzt werden.

- Zu beachten sei auch, dass der Bedarf an Fernwärme und dementsprechend auch an Strom für Power-to-Heat für die Fernwärmeerzeugung höher ausfallen würde, wenn die angenommenen Sanierungsraten im Gebäudebestand – z.B. durch Fachkräftemangel – nicht erreicht würden. Zusätzlich sollte die Bedeutung von Power-to-Heat zur Nutzung von Überschussstrom und zur Kappung von Einspeisespitzen in die Modellierung einbezogen werden.

- Der Nutzen der Abwärme durch die Steigerung von Rechenzentren sei im Szenariorahmen nicht berücksichtigt.
- Es sei fraglich, ob vor dem Hintergrund der Gesamteffizienz des Stromsystems und der Allokation begrenzter erneuerbarer Ressourcen, ohne weiteres eine Substitution von Großwärmepumpen durch Wasserstoff-Heizanlagen unterstellt werden sollte. Die Verwendung in nicht brennstoff-substituierbaren (Industrie-) Prozessen ist ggü. dem Einsatz von Alternativen (hier Großwärmepumpen) vorrangig zu bewerten. Die Werte für den Stromverbrauch in B/C 2045 seien plausibel, befänden sich jedoch bereits am unteren Ende des Szenarien-Spektrums (vgl. Langfristszenarien TN-Strom/ TN-H₂ / TN-PtG/PtL für deutlich höhere Werte).

Mehrfachnennung

- Bei den Elektroheizern wird mit deutlich höheren Stromverbräuchen von 20 GW statt 10 GW gerechnet.

6.2. Power-to-Gas

Einzelnenennung

- Aufgrund von Kostenvorteilen und begrenzten erneuerbaren Kapazitäten in Deutschland sei zunächst der Import von CO₂-armem Wasserstoff wahrscheinlich.
- Langfristig wird der Einsatz von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, priorisiert.
- Die schnelle Erhöhung der Elektrolysekapazitäten sei unwahrscheinlich, da diese aufgrund ihrer Kostenstruktur auf Förderung angewiesen seien. Daher sollte für das Jahr 2037 ein breiterer Trichter angenommen werden der auch geringere Elektrolyseleistungen in Betracht ziehen würde.

- Neben den Elektrolyseuren seien auch die für deren Betrieb notwendigen EE-Kapazitäten erforderlich.
- Es sei darauf zu achten, dass keine Doppelstrukturen für den Stromtransport für onsite Elektrolyseure und zusätzlich für den Wasserstofftransport aus offsite Elektrolyseuren aufgebaut werde.
- Die Stromverluste im Stromübertragungsnetz müssten den Energiebedarfen für den Wasserstofftransport gegenübergestellt werden.
- Die unterstellten Volllaststunden von onsite Elektrolyseuren in Höhe von 4.500 h in 2037 und 3.000 h in 2045 seien plausibel. Für offsite Elektrolyseure seien 2000 Volllaststunden in 2037 vergleichsweise wenig, da auch sie zur Deckung der Wasserstoffnachfrage beitragen müssten.
- Die Verortung von Onsite-Elektrolyseuren in Bayern in der Übergangphase bis zu einem Anschluss an ein (europäisches) Wasserstoffbackbone sei unabdingbar, um die Dekarbonisierungsbemühungen der bayerischen Industrie zu unterstützen. Außerdem seien die angenommenen 4500 Volllaststunden für Onsite-Elektrolyseure zu niedrig angesetzt.
- Die angenommenen Elektrolysekapazitäten seien zu konservativ gewählt. Sie könnten nur mit sehr hohen Importquoten für Wasserstoff begründet werden. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene Unterscheidung und zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyse sei zu begründen.
- Die erzeugungsnahe Verortung der Offsite Elektrolyseure, vorzugsweise in den norddeutschen (Küsten-) Regionen, sei sinnvoll. Das bestehende Erdgasnetzweise im Vergleich zum Stromnetz eine sehr hohe Transportkapazität auf. Dadurch könnten erhebliche zusätzliche Mengen von Energie transportiert werden.
- Laut Guidehouse-Studie könne bis zum Jahr 2030 ein europäisches Wasserstoff-Backbonenetz verfügbar sein. Dies sei notwendig um das bereits 2035 weitestgehend treibhausgasneutral zu sein. Es erfordere eine ausreichende Versorgung mit grünem Wasserstoff und die dafür in Deutschland errichteten Elektrolyseure sollten grundsätzlich systemdienlich errichtet und betrieben werden, d.h. im Norden Deutschland errichtet und mit moderaten Auslastungen betrieben werden. Ausnahmen davon sollten nur für Pilotpro-

jekte in der Industrie für die Versorgung mit Wasserstoff

während der Zeit bestehen, solange noch kein Wasserstoff-Netz vorhanden sei. Für das Jahr 2037 sollte angenommen werden, dass alle größeren Wasserstoffverbraucher (d.h. Industrie und Kraftwerke) an ein Wasserstoffnetz angeschlossen seien. Dies sei eine zentrale Aufgabe für die Gasnetzplanung. In diesem Sinne sollte kein Szenario ohne Wasserstoffnetz (Szenario B/C) untersucht werden, denn dies würde zu einer ineffizienten räumlichen Verteilung von Elektrolyseuren und infolgedessen zu einem unnötigen Stromnetzausbaubedarf führen.

Mehrfachnennung

- Um nachhaltige Entscheidungen zu treffen sei eine integrierte Infrastrukturplanung von Strom und Gas notwendig.
- Auf Grund der deutlichen Anhebung der Offshore Ausbauziele, würde die netzdienliche Ansiedlung von Elektrolyseuren in der Küstenregion Niedersachsens deutlich an Bedeutung gewinnen wird.
- Im Hinblick auf die Verortung von Elektrolyseuren wird eine integrierte Netzplanung für Strom und Gas empfohlen.

6.2.1. Aufkommen

Power-to-Gas-Aufkommen, Elektrolysekapazität

Einzelnenennung

- Die angenommenen Elektrolysekapazitäten in den Szenarien werden als deutlich zu gering erachtet.
- Es wird dargelegt, dass im Entwurf des Szenariorahmens mit einer maximalen installierten Elektrolysekapazität von 36 GW gerechnet wird. Das Wuppertal Institut hingegen sieht eine installierte Kapazität von 70 bis 90 GW als realistisch und erstrebenswert an und sagt zusätzlich, dass dann die Kosten für den darüber hinaus notwendigen Import nicht über den Kosten des derzeitigen Imports fossiler Energieträger liegen würde. Auch der Bundesverband Erneuerbarer Energie äußert sich ähnlich und kommt zu dem Schluss, dass höhere inländische Elektrolysekapazitäten möglich sind und dafür sorgen, dass Netzkosten sinken.

- Die Onsite-Elektrolysekapazitäten werden als angemessen eingeschätzt.
- Die Offsite-Elektrolysekapazitäten sollten in allen Szenarien angehoben werden.
- Es wird wie folgt argumentiert: Der aktuelle Bedarf an Elektrolyse für industrielle Nutzung liegt bereits bei 85 TWh el. eine Nutzung für die Energiebranche (56 TWh in 2037) kommt additiv hinzu. Es ist nicht abzusehen, dass zu diesem Zeitpunkt ausreichend Infrastruktur für Wasserstoff und Elektrolyse aufgebaut sein wird. D.h. dass das Szenario nur dann angemessen ist, wenn die industrielle Wasserstoffherstellung nach wie vor konventionell (= CO₂ belastend) erfolgt.
- Es wird dargelegt, dass die angenommene Kapazität von maximal 40 GW für das Jahr 2045 in den Szenarien B und C eher ein Minimum darstellen sollten.
- Negativ werden die skizzierten Elektrolysekapazitäten gesehen. Diese werden als zu gering erachtet und dabei insbesondere für alle Szenarien für das Jahr 2045.
- Es wird als Kritik geäußert, dass beim Ausbau der Elektrolyseure die Vorstellung der Bundesregierung nicht angemessen berücksichtigen, weder im Hinblick auf das Ausbauziel 2030, noch im Hinblick auf den daran anschließenden weiteren Hochlauf der Elektrolysekapazitäten bis 2037 bzw. 2045 oder den Ausbau des Wasserstoffnetzes.
- In einem Beitrag wird auf den Koalitionsvertrag der Bundesregierung und die Eröffnungsbilanz Klimaschutz hingewiesen die einen ambitionierten Ausbau einer Wasserstoff-Wirtschaft mit einer installierten Elektrolyseleistung von 10 GW bis 2030 angekündigt. Aus diesem Grund werden die in den Szenarien angegebenen Zubauwerte (>16 GW) als angemessen erachtet.
- Es wird dafür plädiert, einen „internen“ Transformationspfad aufzunehmen, der höhere Kapazitäten an inländischer Elektrolyse annimmt. Außerdem wird vor der ausschließlichen Betrachtung relativ niedriger inländischer Elektrolysekapazitäten in den einzelnen Szenarien gewarnt. Dies könnte dazu führen, dass es durch einen mangelnden Nutzbau zu einer Vorfestlegung der Energiewende auf einen externen Pfad kommt.

- In einem Beitrag wird der Strombedarf im Bereich der Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure im Szenariorahmen als unterschätzt bewertet. Es wird darauf hingewiesen, dass für das Jahr 2037 je nach Szenario eine Elektrolyseleistung von 16-20 GW angegeben wird, das im Szenario Gas hingegen bereits für das Jahr 2030 bereits eine Kapazität von 18 GW vorgesehen ist. Aus diesem Grund wird eine stärkere Verzahnung bzw. Koordination der Szenariorahmen in den Bereichen Strom und Gas empfohlen.

Mehrfachnennung

- Es wird angemerkt, dass im Szenario A der Fokus vor allem auf Importen liegt, die jedoch nicht im angegebenen Rahmen und Tempo gewährleistet werden können. Dazu gibt es keine konkreten politischen Aussagen und solange es keine festen Handelspartnerschaften bestehen, ist die Annahme einer Importquote von über 80% im Szenario A bzw. rund 65% in den Szenarien B/C, unsicher.
- Es wird geteilt, dass die in den Szenarien getroffenen Annahmen zum Ausbau der Elektrolyseure sind deutlich zu niedrig bzw. kommen später als in verschiedenen Studien angegeben. So geht die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ beispielsweise schon für das Jahr 2037 von 29 GW Elektrolysekapazität aus. Insbesondere nach 2030 ist laut Agora mit einem exponentiellen Hochlauf der Elektrolysekapazitäten zu rechnen. Diese Annahme spiegelt sich nicht im Szenariorahmen wieder und sollten in allen Szenarien sowohl für die Onsite- als auch Offsite-Elektrolyseure angehoben werden.
- Für die Szenariopfade werden die Elektrolysekapazität als angemessen beurteilt.

Elektrolysekapazität im Szenariorahmen A

Einzelnenennung

- Es wird angeführt, dass keine geringere inländische Elektrolysekapazität im Szenario A angenommen werden sollte. Hohe Wasserstoffimporte würden nur die Frage verschieben, wie ein klimaneutrales Energiesystem erreicht werden kann, lediglich in andere Regionen, die außerhalb von Deutschland liegen, verschieben. In diesem Zusammenhang sei jedoch noch ungeklärt, woher die Importe stammen sollen, wie diese transportiert werden können und wie ge-

währleistet werde, dass es sich tatsächlich um grünen Wasserstoff handele.

- Das Szenario A wird als schlüssig empfunden. Es wird angemerkt, dass wenn eine höhere inländische Elektrolysekapazität angenommen würde, müssten konsequenter Weise die Ausbauzahlen für Erneuerbare Energien auch erhöht werden. Es wird als wünschenswert erachtet, wenn auch in einem wasserstofflastigen Ausbaupfad ein höherer Ausbau von Erneuerbarer Energien und Elektrolysekapazität angenommen werden würde.
- Es wird angeführt, dass im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad nicht generell von einer geringeren Elektrolysekapazität als im „stromlastigen“ Pfad ausgegangen werden muss, da grüner Wasserstoff nur in Bereichen eingesetzt werden sollte, in denen keine Elektrifizierung möglich ist. Dadurch seien ähnliche Ergebnisse in den verschiedenen Szenarien zu erwarten. Eine direkte Elektrifizierung sollte dennoch die vorzuziehende Möglichkeit sein, da durch die Umwandlung und Wirkungsverluste die Effizienz der umgewandelten Energien sinkt.
- Die differenzierte Elektrolysekapazität ist nachvollziehbar. Es wird argumentiert, dass Elektrolyse im Sinne der Sektorkopplung einen großen Beitrag zu Integration volatiler regenerativer Stromerzeugung leisten könne und dies auch in Bezug auf die höhere Elektrolysekapazität in den Szenarien B/C als schlüssig zu betrachten wäre.
- Es wird eine stärkere Variation der Elektrolysekapazitäten befürwortet. Ebenso wird es als wahrscheinlicher erachtet, dass die bisherigen Annahmen nach unten korrigiert werden müssten. Insofern wäre eine Reduktion der Elektrolysekapazität im Szenario A plausibel. Es wird erwartet, dass dies wiederum zu einem höheren Importbedarf von Wasserstoff führen wird. Dieser Aspekt würde die Dringlichkeit verdeutlichen, dass daran gearbeitet werden muss, das es sich bei dem zu importierenden Wasserstoff um grünen Wasserstoff handelt.

Elektrolysekapazität in Bremen, NRW und Baden-Württemberg

Einzelnenennung

- Die Zielzahl für das Jahr 2037 sollte gemäß der Aussa-

ge des Energieversorgers rund 3.000 MW Elektrolysekapazität betragen. Grund für diesen Zuwachs ist die Weiterführung der Dekarbonisierungsaktivitäten des Bremer Stahlwerks.

- Es stellt sich die Frage, warum in NRW ein starker Anstieg der Onsite-Elektrolyse zwischen 2037 und 2045 stattfinden soll. Auf Basis der Wasserstoffnetzplanung der FNB soll NRW bereits frühzeitig und engmaschig in ein überregionales Wasserstofftransportnetz eingebunden werden. Des Weiteren gibt es aufgrund der hohen Industriedichte entlang von Rhein und Ruhr eine hohe potentielle Wasserstoffnachfrage im Bereich der Stahl- und Chemieindustrie, die eine höhere Onsite-Elektrolyseleistung schon bis 2037 vermuten lässt.
- Die angegebenen Elektrolysekapazitäten für Baden-Württemberg werden konservativ betrachtet. Es wird Bezug zu einer noch nicht abgeschlossenen Studie genommen, darin wird wie folgt argumentiert: Für Baden-Württemberg wird ein Wasserstoffbedarf in 2035 von rund 16 TWh ermittelt. Die 16 TWh werden in der Studie zu 2/3 für den Umwandlungssektor vorgesehen, aber auch zu rund 1/3 für Industrie und Verkehr. Zur Deckung der 16TWh Wasserstoffbedarf, bei Berücksichtigung der vorgeschlagenen Importquoten, läge in Baden-Württemberg ein Stromverbrauch von 5 bis 8,5 TWh vor. Demnach wären die Stromverbräuche für Onsite-Elektrolyseure um den Faktor 1,5 - 2 zu niedrig angesetzt. Unter der Annahme, dass der Umwandlungssektor nicht auf On-site-Elektrolyseure zurückgreifen kann und dennoch beim verbleibenden Wasserstoffbedarf aus Industrie und Verkehrsanwendungen eine Importquote von 65% - 80% angenommen wird, entsprechen die Stromverbräuche den Annahmen im Szenariorahmen. Die Importquote wird in diesem Zusammenhang als sehr optimistisch betrachtet, da dann eine nahezu flächendeckende Wasserstoffverteilinfrastruktur vorhanden sein muss. Der Szenariorahmen wird somit als sehr optimistisch betrachtet.

Wirtschaftlichkeit und Import

Einzelnenennung

- In einem Beitrag wird die Strommarktstudie der Fraunhofer Institute IEE, ISE sowie der Kanzlei BBH, im Auftrag des Bundesverbandes der Erneuerbaren Energien, erwähnt. Laut der Studie stellt eine künst-

liche Begrenzung von Elektrolysekapazitäten nicht nur eine Beschränkung von Flexibilität dar, sondern riskiert auch die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien. Nach den Erkenntnissen dieser Studie sind 2040 bereits 40GW und bis 2050 rund 100 GW Elektrolysekapazität wirtschaftlich zu betreiben.

- Es ist hervorzuheben, dass eine Elektrifizierung der Umwandlung in Wasserstoff vorzuziehen ist und grüner Wasserstoff vor allem in den Sektoren eingesetzt werden sollen, in denen keine Elektrifizierung möglich ist. Hier anzuführen die Stahl- und Chemieindustrie.
- Als nicht nachvollziehbar werden die mit der Unterscheidung in Onsite- und Offsite Elektrolysen verbundenen Betriebskonzepte in den Szenariorahmen erachtet. So werden die Volllaststunden von Offsite-Elektrolyseuren deutlich zu niedrig angesetzt erachtet. Die direkte Substitution von Erdgas und CO₂ durch Wasserstoff sei sachlich nicht gerechtfertigt, da diese Substituierbarkeit nicht mehr gegeben ist, wenn die Industrie grüne Produkte herstellen will. Insofern wird sich der Elektrolyseureinsatz nicht am Erdgaspreis plus CO₂-Kosten orientieren, sondern an der Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff, den Großhandelsstrompreisen und der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien.
- Folgendem Zitat wird zugestimmt: Daher ist zu erwarten, dass Industrieunternehmen, die kurzfristig einem hohen Investitionsdruck unterlegen sind und zusätzlich Fördermittel erhalten können, Onsite-Elektrolyseanlagen errichten werden (S. 47).
- Es wird angemerkt, dass auch volkswirtschaftliche Kriterien einbezogen bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einbezogen werden sollten. Des Weiteren wird angemerkt, dass hinsichtlich der Elektrolyseure die Definition niedriger, hinnehmbarer Volllaststunden zu weniger Anwendungen beim Einspeisemanagement und weniger Notwendigkeit, Energie zu importieren, führt.
- In einem Beitrag wird sich dafür ausgesprochen, dass lokal installierte Elektrolyseure für EE-Anlagen ab einer bestimmten Größe verpflichtend werden sollen.
- Ein Beitrag nimmt Bezug auf die vom Bundesverband für Erneuerbare Energien in Auftrag gegebene Studie und verweist auf die dortigen deutlich höher

angenommenen Kapazitäten. So geht die Studie von einer installierten Leistung von 42,5 bis 48,9 GW für das Jahr 2040 und zwischen 86,4 und 99,4 GW für das Jahr 2050 aus. Darüber hinaus wird erläutert, dass die Studie nicht von einem großen Import für Wasserstoff ausgeht und die in den Szenarien angegebenen Importquoten von 65 und 80 Prozent aufgrund dessen im Vergleich als sehr hoch zu bewerten sind.

- Es wird auf die Studie des Projekts SCI4climate. NRW hingewiesen, die davon ausgeht, dass die in der Deutschen Wasserstoffstrategie angegebene Importmenge für Wasserstoff für das Jahr 2030 nicht erreicht werden kann.

Allgemeines

Einzelnenennung

- Anders als im Szenariorahmen, sollte von einem Strombedarf von 150 TWh zur Erzeugung von Wasserstoff ausgegangen werden. Der größte Anteil sollten Offsite-Elektrolyseanlagen ausmachen und ca. 4.000 Jahresvolllaststunden Stromtransport über HGÜ-Leitungen ersetzen.
- Onsite-Elektrolyseanlagen sollten auch dezentral betrieben werden, nicht nur für Industriebetriebe.
- Bezogen auf den Netzausbau sei es entscheidend, dass die Elektrolyseure netzdienlich und netzentlastend eingesetzt werden.
- Es wird angemerkt, dass es wichtig sei, den großen Wasserstoffverbrauchern wie beispielsweise die chemische Industrie auch eine verbrauchsnahe Produktion zu ermöglichen. Des Weiteren wird vorgeschlagen, für den Ausbau der Onsite-Produktion von Wasserstoff die Methanpyrolyse zum Einsatz zu bringen. Welche eine 80% geringeren Bedarf an erneuerbarem Strom hat.
- Das Verhältnis der Kapazitäten von Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren wird als nicht nachvollziehbar empfunden, da auch Offsite-Elektrolyseure zur direkten Bedarfsdeckung der Industrie eingesetzt werde. Des Weiteren wird argumentiert, dass der Hochlauf des Wasserstoffnetzes mit Umstellung vorhandener Gasleitungen deutlich schneller verlaufen würde, als im Szenariorahmen angenommen. Dadurch würde sich die Wettbewerbsfähigkeit der Offsite-Elektroly-

seure verbessern.

- Es wird kritisiert, dass Elektrolyseure, die zusammen mit Offshore-Windparks auf See errichtet werden, gar nicht berücksichtigt werden. Insgesamt sollte das Regionalisierungskonzept für Elektrolyseure deutlich stärker aufgeschlüsselt werden.
- In einem weiteren Beitrag wird dargelegt, dass aufgrund der hohen Menge der künftig sowohl im Bereich der energieintensiven Industrie als auch der Mobilität benötigten, nicht substituierbaren synthetischen Brennstoffe in ganz Europa und den gleichzeitigen nicht ausreichend verfügbaren Erzeugungskapazitäten, von der Notwendigkeit eines massiven Imports von knappen und teuren Rohstoffen wie Wasserstoff und synthetischem Methan, auszugehen sei.

Mehrfachnennung

- Es wird die Auffassung vertreten, dass die Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zurzeit mit einer hohen Unsicherheit behaftet ist.
- Es wird angemerkt, dass die Aufteilung in Onsite- und Offsite-Elektrolyse prinzipiell nachvollziehbar bzw. sinnvoll sei.

6.2.2. Regionalisierung

Einzelnenennung

- Der Strombedarf wird mit 150 TWh höher eingeschätzt. Der Großteil der Elektrolyseure solle bei den Windenergieanlagen stehen. Zusätzlich sollen dezentral Elektrolyseanlagen betrieben werden, nicht nur für Industriebetriebe, sondern verbunden mit lokalen Wasserstoffspeichern, welche die regionale Stromlast ausgleichen könnten. Bezogen auf den Netzausbau sei entscheidend, dass die Elektrolyseure netzdienlich und netzentlastend eingesetzt würden.
- Die Onsite-Elektrolysekapazität in Bremen für 2037 falle mit 300 MW deutlich höher aus. Grund dafür seien die Dekarbonisierungsaktivitäten des Bremer Stahlwerks.
- Elektrolyseure würden relativ viel Wasser verbrauchen. Dies solle bei der Standortwahl berücksichtigt werden.
- Schleswig-Holstein als Küstenstandort an Nord- und Ostsee sowie an der Schnittstelle zu Skandinavien sei ein

prädestinierter Standort für den Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft.

- Die heimischen Potenziale zur Elektrolyse sollten genutzt werden, wodurch viele Arbeitsplätze und ein hohes wirtschaftliches Potenzial entstehen könnte. Daher sollte möglichst von einer Importstrategie abgesehen werden.
- Nach Simulationen der Fernleitungsnetzbetreiber könnte bereits im Jahr 2030 eine H₂-Infrastruktur mit einer Länge von rund 5.100 km zur Verfügung stehen, die bereits wesentliche Industriestandorte in ganz Deutschland verbindet. Dieses Netz würde bis zum Jahr 2050 auf etwa 13.300 km erweitert, wodurch ein deutlich größerer Anteil an Offsite-PtG-Anlagen errichtet werden könnte.
- Die Vorstellungen der Bundesregierung im Hinblick auf das Ausbauziel 2030, den daran anschließenden Hochlauf der Elektrolyseurkapazitäten bis 2037 bzw. 2045 oder den Ausbau des Wasserstoffnetzes seien nicht angemessen berücksichtigt. Es müsse eine bessere Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Gas bzw. dem anstehenden neuen Szenariorahmen Gas erfolgen.
- Die Annahme von 1 GW jährlichen Zubau (anknüpfend an das 10 GW-Ziel der Bundesregierung in 2030) würde eine Abflachung des Wachstumspfades implizieren. Entsprechend seien die Pfade für den Ausbau der Elektrolyseure in allen Szenarien anzuheben.
- Gerade in der Nähe großer Industriebetriebe könne eine verbrauchsnahe Ansiedelung von Elektrolyseuren sinnvoll sein. Es ist daher fraglich, ob eine auf Abfragen basierende Regionalisierung der Wasserstoffherzeugung der hohen Bedeutung dieser Zukunftstechnologie gerecht würde. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur sollten daher sicherstellen, dass im Rahmen der künftig Strom- und Gasnetzplanung die notwendige Flexibilität hinsichtlich einer Ansiedelung von verbrauchsnahe Elektrolyseanlagen gewahrt bleibe.
- Die Unterteilung in Onsite und Offsite Elektrolyse hänge von der Verfügbarkeit von Infrastrukturlösungen und verfügbarer Erneuerbarer Energie ab. Auch für den Import würde diese Wasserstoffinfrastruktur benötigt. Daher seien Betriebs- und Regionalisierungskonzepte auf dieser Basis nicht sinnvoll.
- Elektrolyseure sollten hauptsächlich an Standorten mit

besonders hohen regionalen Überschüssen an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien errichtet werden, wo sie als Flexibilitätsoption dienen, zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen und den Redispatch-Bedarf senken.

- Das Betriebskonzept von Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren erscheine sinnvoll. Erzeugungsnaher Elektrolyse sei kostenoptimal, der Wasserstofftransport aber nicht zeitnah verfügbar. Es würde demnach Onsite- und Offsite-Standorte geben.
- Auf Verbrauchseite sei voraussichtlich eine gute Infrastruktur durch bestehende Gasnetze vorhanden. Auf Erzeugungsseite sei von strukturschwachen Gegenden auszugehen, die selten an ein ausreichend dimensioniertes Gasnetz angebunden seien. Dort wäre der Aufbau eines Wasserstoffnetzes notwendig.
- Es sei nicht ersichtlich, warum bei Onsite-Elektrolyseuren davon ausgegangen würde, dass diese bis 2037 keinerlei Flexibilität bereitstellen würden, auch wenn sie in erster Linie der Deckung des Wasserstoffbedarfs dienen würden. Bereits heute würden einige in Planung befindliche Onsite-Projekte neben der Wasserstoffherstellung auch Speicher- und Flexibilitätsoptionen umfassen (wie z.B. die Verwertung von Überschussstrom). Dies sollte bei den Flexibilitätsoptionen im Szenariorahmen berücksichtigt werden.
- Allgemein würden die Kapazitäten der Offsite-Elektrolyse im Jahr 2037 bereits deutlich über den Onsite-Kapazitäten liegen. Der Hochlauf des H₂-Netzes mit Umstellung vorhandener Gasleitungen würde deutlich schneller verlaufen, als im Szenariorahmen angenommen.
- Die Regionalisierung sowohl für Onsite-Elektrolyseure als auch für Offsite-Elektrolyseure sollte deutlich stärker aufgeschlüsselt erfolgen.
- In der kurzfristigen Perspektive sei aufgrund des fehlenden H₂-Transportnetzes davon auszugehen, dass zunächst mehr Onsite-Projekte realisiert werden. Angesichts der Pläne der Bundesregierung für den Ausbau der Windenergie auf See und für die Wasserstoffherzeugung sei eine höhere Bedeutung von Offsite-Projekten bereits im Zeitraum bis 2037 anzunehmen.
- Mindestens ein Szenario sollte im Hinblick auf die

Planungen der Elektrolyseinfrastruktur eine verstärkte Regionalisierung der Wasserstoffherzeugung im Norden vorsehen. Zudem würde eine engere Verzahnung mit den Planungen des Gasnetzausbaus eine bessere Abschätzung des Einsatzes von Onsite und Offsite-Elektrolyseuren erlauben.

- Es müsse berücksichtigt werden, dass sich aktuell der delegierte Rechtsakt nach Art. 27 (3) der geltenden Fassung der Erneuerbaren Richtlinie in Vorbereitung befindet und Erwägungen für die Standortwahl bereits mit einbezieht.
- Die Unterstellung, dass sich der Einsatz von Offsite-Elektrolyseuren an den Strommarktpreisen ausrichtet und vollständig flexibel ist, wird nicht zugestimmt, da Offsite-Elektrolyseure auch zur konkreten Bedarfsdeckung benötigt würden (Bsp. GETH₂). Hierbei sei zu beachten, dass Wasserstoff nicht beliebig mit Erdgas substituierbar ist.
- Das Regionalisierungskonzept sei relativ intransparent, eine Aufschlüsselung auf Bundesländerebene für Onsite-Elektrolyseure sei für die konkrete Projektplanung nur eingeschränkt aussagekräftig. Für Offsite-Elektrolyseure sei gar keine Aufschlüsselung der regionalen Verteilung angegeben. Die WEB Abfrage in der aktuellen Planung des NEP Gas biete eine gute Grundlage für diese Projekte, die auch im Rahmen des NEP Strom in identischer Form berücksichtigt und transparent gemacht werden sollten.
- Die Kapazitäten würden sich zu sehr auf NRW konzentrieren. So gäbe es in Mecklenburg-Vorpommern Schwerindustrie des Schiffbaus, in Brandenburg die Stahlverhüttung und in Sachsen und Thüringen den KFZ-Bau sowie zusätzlich Glasverarbeitung.

Mehrfachnennung

- Neben der Strominfrastruktur sei auch die zukünftige H₂-Infrastruktur für die letztliche Standortwahl ausschlaggebend. Daraus entstehe ein enger Abstimmungsbedarf und eine nachhaltige, integrierte Planung zwischen ÜNB und FNB.
- Der in den Szenarien angenommene Ausbau der Elektrolyseure fällt deutlich zu niedrig aus bzw. erfolge später als politisch gewollt. Insbesondere nach 2030 sei mit einem exponentiellen Hochlauf der Elektrolyseurkapazitäten zu rechnen.

- Die grundsätzliche Unterscheidung zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren erscheine zwar sinnvoll, die damit im Szenariorahmen verbundenen Betriebskonzepte seien jedoch nicht nachvollziehbar. So würden die Volllaststunden von Offsite-Elektrolyseuren deutlich zu niedrig angesetzt. Der Elektrolyseureinsatz würde sich nicht am Erdgaspreis plus CO₂-Kosten orientieren, sondern an der Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff, den Großhandelsstrompreisen und der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien.
- Die Großverbraucherabfrage sei nur geeignet, um über einen kurzfristigen Zeitraum zu planen.
- Ein geeignetes Allokationsmittel für Elektrolyseure ist die Optimierung von Anschlusskosten am Strom- und Gasnetz.
- Die in den Szenarien vorgeschlagene Verteilung der Elektrolyseure mit einer stärkeren Gewichtung der Offsite-Lokalisierung an Standorten mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien sei sinnvoll. Der Übertragungsnetzausbaubedarf würde verringert und die Volllaststunden der Erneuerbare Energien Anlagen könnten erhöht werden.
- Für ein optimales Regionalisierungskonzept sei eine integrierte Netzplanung notwendig.
- Die grundsätzliche Unterscheidung zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren erscheine sinnvoll, da es sich um unterschiedliche Betriebskonzepte handle, die verschiedene Fahrweisen der Anlagen nahelegen würden. Allerdings seien die Volllaststunden von Offsite-Elektrolyseuren mit 2.000 Stunden in 2037 und 3.000 Stunden in 2045 deutlich zu niedrig angesetzt. Anders als im Szenariorahmen angenommen könnten Elektrolyseure auch dann wirtschaftlich sinnvoll sein, wenn der Preis für das Produkt, das durch Wasserstoff substituiert würde, steigt (vgl. z.B. die aktuell hohen Preise für Erdgas).
- Anders als im Szenariorahmen angenommen, würde die Offshore-Wasserstoffherzeugung als ein entscheidender Baustein gesehen, um zeitnah signifikante Mengen von grünem Wasserstoff zu produzieren und so den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben.
- Einige der Betriebskonzepte würden nicht zu den auf EU-Ebene diskutierten Grünstromkriterien aus dem zu erwartenden delegierten Rechtsakt auf Basis der aktuellen RED II zu passen. Zudem erhöhe die Ansiedlung der Elektrolyse in verbrauchsintensiven Regionen das Risiko zusätzlicher Netzengpässe.
- Die meisten Industriestandorte würden sehr wahrscheinlich mittel- bis langfristig an ein Wasserstofftransportnetz angeschlossen. Vor diesem Hintergrund seien die pessimistischen Annahmen zur Verfügbarkeit der Wasserstoffnetzinfrastruktur und zum Ausbau von Offsite-Elektrolyseuren nicht gerechtfertigt. In der Wasserstoff-Roadmap NRW würden bereits deutlich höhere Zahlen angenommen, die Zahlen im Szenariorahmen seien zu pessimistisch.
- Prinzipiell sei die Einteilung in Onsite- und Offsite-Elektrolyseure sinnvoll und durch fehlende überregionale Wasserstoffnetze würde die Onsite-Elektrolyse befeuert.
- Es sei nicht nachvollziehbar, warum in Thüringen weder in 2037 noch in 2045 Potenziale für eine Onsite-Elektrolyse gesehen werden. Die Rücksprache mit potentiellen H₂-Nutzern in Thüringen zeige, dass hier das Interesse an Onsite-Elektrolyse vorhanden sei. Die Antragstellung im Rahmen der IPCEI Wasserstoffspiegel nicht zwangsläufig die H₂-Potenziale der einzelnen Bundesländer wieder.
- Elektrolyse solle bereits kurzfristig vorrangig in der Nähe fluktuierender EE-Erzeuger zum Einsatz kommen und dem Netz als Flexibilität zur Verfügung stehen. Eine Ausweitung der Onsite-Elektrolyse birge die Gefahr, dass es zu einer Verstärkung von verbrauchsbedingten Netzengpässen kommt.
- Es sei grundsätzlich richtig, dass sich die Elektrolyseure langfristig am Strompreis orientieren und damit indirekt am Angebot regenerativer Erzeugung. Da kurz- bis mittelfristig die Wasserstoffgestehungskosten allein in Kombination mit dem CO₂-Zertifikatspreis keinen ausreichenden Marktanreiz auslösen würden, seien diverse Förderregime (wie z.B. Carbon Contracts for Difference) zur Förderung der Wasserstoffproduktion zu erwarten, welche sich voraussichtlich an europarechtliche Kriterien zur Definition von grünem Wasserstoff anlehnen würden.

7. Demand-Side-Management

Einzelnenennung

- Ein rein marktorientierter Ansatz sei für die Zukunftsszenarien nicht ausreichend, da neben dem Markt beispielsweise zusätzliche Kapazitäten in Gaskraftwerke erwogen werden. Wenn diese Investitionen z.B. über Netzentgelte oder politische Instrumente finanziert würden, würde ein freier Wettbewerb unterschiedlicher Technologien verhindert und der Wert für Flexibilität gesenkt. Die bestehende Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV), reize Investitionen in Flexibilisierung an, die dem Stromsystem nutzen. Neben einem marktorientierten Ansatz sei ein Instrument für industrielle Flexibilität sinnvoll. Daher brauche es eine Folgeregelung für die Mitte des Jahres auslaufende AbLaV.
- Es sei zu bedenken, dass Umfang und die Art des Flexibilitätseinsatzes erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Verteilnetze haben werde. Eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten würde den Netzausbaubedarf begrenzen, erscheine jedoch ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen aus heutiger Sicht kaum realisierbar.
- Die Betrachtung unterschiedlicher Flexibilitätseinsatzoptionen in den Szenarien ist ausdrücklich zu begrüßen, um die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen.
- Die Annahmen zum Demand Side Management seien realistisch. Damit einhergehend müssten allerdings die Netzentgelte reformiert werden. Insbesondere die Verordnung zu abschaltbare Lasten (AbLaV) und der §19(2) StromNEV müssten reformiert werden, denn sie würden aktuell Großverbraucher begünstigen, die gleichmäßige, hohe Strommengen beziehen, anstatt Flexibilisierung der Großverbraucher anzureizen. Das Impulspapier der Agora Energiewende (2021) zeige dazu Gründe und weitere Handlungsoptionen auf.
- flexibles Verbrauchsverhalten könne nicht automatisch vorausgesetzt werden kann, sondern müsse für jeden Produktionsprozess individuell betrachtet werden. Diese individuelle Analyse führe je nach Produktionsverfahren zu unterschiedlichen Ergebnissen. Ein hohes Maß an Netzorientierung setze nicht nur höhere Netzanschlussleistungen voraus, sondern

bedinge auch höhere Produktionskapazitäten und Speicher- bzw. Lagermöglichkeiten. Die Wettbewerbsfähigkeit erfordere entsprechende Produktionsvolumina zu international wettbewerbsfähigen Kosten. Die Netzorientierung dürfe deshalb nicht zu Lasten der Produktionsvolumen in Industrie und Gewerbe führen. Grundsätzlich führe jedoch jede pauschale Netzorientierung zu Effizienzverlusten und höheren Produktionskosten, da größere Produktionskapazitäten bei gleichbleibendem Produktionsvolumen direkt zu einer schlechteren Auslastung führen würden.

- Da bei einer Lastabschaltung die Produktion nicht mehr nachgeholt werden könne, könne diese nur auf freiwilliger Basis und auf Basis marktwirtschaftlicher Anreize von Industrieunternehmen angeboten werden.
- Mit vorhandenen flexiblen KWK-Anlagen sei der Wechsel auf Eigenerzeugung, der im detaillierten Entwurf erwähnt aber nicht weiter ausgeführt wird, wesentlich einfacher zu realisieren als die Verschiebung oder Abschaltung von Produktion.
- Der netzdienliche Betrieb würde sich nur über Anreize, insbesondere der Netzentgelte, einstellen. Es sei fraglich, ob die Netzorientierung der Flexibilitäten mit einem wirtschaftlichen Betrieb mit nur 2.000 Volllaststunden/Jahr in Einklang gebracht werden könne. Wenn die Wasserstoffnachfrage eine Produktion erfordere, würde sich der Strombezug nicht über die Netzentgelte verhindern lassen.
- Es wird begrüßt, dass von einer residualen Nachfrage ausgegangen wird, also einer Nachfrage, von der bereits eine regionale Einspeisung aus erneuerbaren Energien abgezogen wurde. Hierdurch solle die Integration der erneuerbaren Energien im Vergleich zum vorangehenden NEP deutlich verbessert sein. Diese Modellierungsweise sei zudem nicht nur netzdienlich für das untergelagerte Verteilnetz, sondern habe auch positive Effekte auf die Netzauslastung des Übertragungsnetzes.
- Würden alle Akteure in einem dekarbonisierten Stromsystem rein marktgetrieben handeln, so nähme der Druck auf das einheitliche deutsche Marktgebiet zu, und die Argumente für eine Trennung des Marktes in zwei Preiszonen würde überwiegen. Wahrscheinlicher sei, dass Anstrengungen unternommen werden, um der Heterogenität des Marktgebietes

entgegenzuwirken, z.B. durch einen netzdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitäten.

- Es sollte stets deutlich hervorgehoben werden, ob sich die Einschätzung der ÜNB bezüglich des Netzausbau-bedarfs auf das Verteilnetz, auf das Übertragungsnetz oder auf beide Netzebenen beziehe.

Mehrfachnennung

- Es sei grundsätzlich sinnvoll, in den Szenariovarianten den marktorientierten Ansatz und den netzorientierten Ansatz abzubilden. In einem Energiesystem, in dem sich die Energiebereitstellung derart verändert, sollten auch auf der Nachfrageseite Anpassungen, z.B. in Form von Demand Side Management, erfolgen. Es wird zudem auf erste Ergebnisse des BMBF-geförderten Kopernikus-Forschungsprojekts SynErgie6, welches das Energieflexibilisierungspotenzial in energieintensiven Industrien erforscht, verwiesen. Eine Pilotanlage der Aluminium-Elektrolyse zeige beispielsweise ein Lastverschiebepotenzial von 22,5 MW über zwei Stunden.
- Die genannten Potenziale in Industrie und GHD als auch die im Verteilnetz seien realistisch.
- Die angenommenen Potenziale für das Demand Side Management seien realistisch. Ein solches DSM-Potenzial stehe jedoch nur dann zur Verfügung, wenn die regulatorische Ausgestaltung dies anreize. Dies sei derzeit nicht der Fall. Für die beiden vorgestellten Flexibilitätsarten bestünden folgende Hürden:
 - Lastabschaltung: Das aktuelle Potenzial würde nahezu alleine durch die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) bestehen. Da diese ablaufe, sei keine absehbare Weiterentwicklung und Planbarkeit bei der Lastabschaltung vorhanden und es drohe eine Reduktion der verfügbaren Mengen. Langfristige Planbarkeit könnte Anreize für zusätzliche Anlagen schaffen. Aufgrund der technischen Vorgaben der derzeitigen AbLaV-Regelungen seien einige Branchen systematisch ausgeschlossen (z.B. Stahl-, Zement-, Lebensmittelindustrie) und andere in ihrem Potenzial beschränkt. Hier müsse Abhilfe geschaffen werden, um das Potenzial künftig zu heben, statt dies zu senken.
 - Lastverschiebung: Derzeit würde das Strompreissignal durch hohe Abgaben, Umlagen und Steuern

verzerrt. Außerdem stehe die bestehende Bandlastforderung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (sog. 7.000-Stunden-Regel) der Lastverschiebung entgegen. Daher solle diese Regelung kritisch hinterfragt werden.

- Die im vorliegenden Szenariorahmenentwurf angenommenen Potenziale von Demand Side Management-Maßnahmen seien nicht realistisch.
- Flexibilisierung von Stromnachfrage sei grundsätzlich nur über wenige Stunden (Lastverschiebung) möglich, nicht aber langfristig, z. B. mehrere Tage oder gar Jahreszeiten.
- Das tatsächlich zu erschließende DSM-Potenzial hänge wesentlich von den zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen erscheine es unrealistisch, dass die DSM-Potenziale in diesem Umfang ausgebaut werden.

E Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

1. Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs

Mehrfachnennung

- Die Annahmen und Aufteilung der Netzverluste auf die unterschiedlichen Spannungsebenen werden als unzutreffend erachtet. Insbesondere wäre es nichtzutreffend, dass die Verluste im Verteilnetz als konstant und die Verluste im Übertragungsnetz mit einem sehr starken Anstieg bis 2037 bzw. 2045 angenommen würden. In ihrem Beitrag weisen sie daraufhin, dass der Schwerpunkt der Energiewende (PV- und Windkraftausbau, Wärmepumpen, Elektromobilität) im Verteilnetz stattfinden würde und deswegen dort mit erheblichen Ausbaurbeiten zu rechnen wäre.

Einzelnenennung

- Sollten die angenommenen Daten im Szenariorahmen korrekt sein, wäre eine dezentrale Energieerzeugung deutlich vorteilhafter als der Ausbau der Übertragungsnetze.
- Weiterhin auf die fehlende Aufteilung der Speicherverluste auf die unterschiedlichen Spannungsebenen im Szenariorahmenentwurf verwiesen. Es wird ange-

nommen, dass das auf den Anteil der Pumpspeicher-kraftwerke bei den Speicherverlusten zurückzuführen wäre. Da diese überwiegend, wenn nicht sogar alle, in das Verteilnetz einspeisen würden und somit dort zu Verlusten führen würden. Das gleiche würde auch für die Batteriespeicher gelten.

- Es wird angemerkt, dass die Allokation des Stromverbrauchs durch die neuen Verbraucher zum Teil durch die räumliche Verteilung der Bevölkerungsdichte und der Industrie gegeben wäre. Wobei es bei anderen Anwendungen, wie die Wasserstoffelektrolyse oder Direct-Air-Capture (DAC) keine räumliche Bindung geben würde. Bei diesen Anwendungen käme es nur darauf an, wie bspw. die hergestellten Gase an den Ort des Verbrauches gelangen würden. Dabei würde der Stromtransport in Konkurrenz zum Wasserstoff- oder Kohlendioxidtransport stehen.

Regionalisierung des industriellen und GHD Stromverbrauchs

Einzelnenennung

- Die vorgeschlagene Methode zur Regionalisierung des industriellen und GHD-Stromverbrauchs sei angemessen.
- Demgegenüber wird die regionale Verteilung des Stromverbrauchs im Industriesektor auch als nicht richtig abgebildet angesehen. Dabei wird davon ausgegangen, dass zukünftig auch durchaus eine Verlagerung der energieintensiven Industrie in Regionen mit hohem EE-Aufkommen stattfinden würde. Dies wäre insbesondere bei Neuansiedlungen der Fall.

Regionalisierung DAC-Anlagen

Einzelnenennung

- Wegen des hohen Energiebedarfs sei es sinnvoll, die Anlagen in der Nähe von Energieproduzenten zu verorten. Aber eine Verortung anhand des Bedarfes der Industrie sollte allerdings ebenfalls überprüft werden.
- Es wird darauf hingewiesen, dass in dem Bundesland Schleswig-Holstein nach jetziger Gesetzlage eine unterirdische Speicherung von CO₂ ausgeschlossen wäre.
- DAC-Anlagen sollten für die bessere Markt- und Netzintegration netzdienlich betrieben und verortet werden.

- Verortung sinnvoller an Standorten der Industrie, die Kohlenstoff für ihre Prozesse benötigen, da eine CO₂-Pipelinestruktur nicht zu erwarten wäre. Wobei DAC-Anlagen, welche für reine Vermeidung von Emissionen genutzt werden sollen, sollten aufgrund fehlender Pipelines eher in der Nähe von Grenzpunkten angesiedelt werden.
- Da CO₂ als Grundstoff für verschiedene industrielle Prozesse dienen würde, sollte eine bedarfsnahe Verortung priorisiert werden.
- In Küstennähe würden potentielle CO₂-Speicher in Form von Salzkavernen zur Verfügung stehen.
- Das Stromnetz würde durch eine küstennahe Verortung weniger belastet.

2. Annahmen zur Höhe des Stromverbrauchs

Einzelnenennung

- Es wird angemerkt, dass der Nettostromverbrauch aus dem Szenariorahmenentwurf unter dem festgelegten Wert der Bundesregierung für 2030 bzw. im Jahr 2037 nur knapp darüber liegen würde und deswegen als zu niedrig erachtet würde. Aufgrund der zu erwartenden Elektrifizierung müsste dieser eher höher sein.
- Es würden im Szenariorahmenentwurf grundsätzliche Betrachtungen zu Energieeinsparungen fehlen. Dieser Betrachtung sollte aber durchaus eine gewisse Gewichtung beigemessen werden.
- Es wird sich die Frage gestellt, warum der Bedarf für den Umwandlungssektor im Szenariorahmenentwurf Null ist. Es wird explizit auf das Grubenwasser-Management des ehemaligen Steinkohleabbaus verwiesen, welcher regional zu erheblichen Leistungsbedarfen führen würde.

Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien

Einzelnenennung

- In einem Beitrag wird zwar nicht die angenommene Höhe des Bruttostromverbrauchs im Szenariorahmen bewertet, sondern sich eher die Frage gestellt wie dieser komplett von heimischen Quellen gedeckt werden könnte. Wenn dieser nicht rein von heimischen

Quellen gedeckt werden könnte, wäre die Frage, mit welchen Stromimporten gerechnet würde.

Höhe Bruttostromverbrauch angemessen:

Einzelnenennung

- Die angenommenen Bruttostromverbräuche, insbesondere in den Szenarien B/C 2045, würden in den Bereichen von vergleichbaren Studien (1000-1400 TWh) liegen.
- Der angenommene Bruttostromverbrauch für 2045 würde in die richtige Richtung gehen und für 2037 wären die Annahmen auch eine deutliche Verbesserung. Dies wird mit den Berechnungen des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) für ein Szenario im Jahr 2030 begründet, bei dieser würde der Bruttostromverbrauch bereits bei 745 TWh liegen. Das läge in erster Linie an den neuen Stromanwendungen wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Sektorkopplungstechnologien. Allein diese würden eine Steigerung um 205 TWh (110 TWh PtX, 45 TWh Elektromobilität, 29 TWh Wärmepumpen, 21 TWh Prozesswärme) ausmachen.
- Die zugrunde gelegten Studien für die Bemessung des Bruttostromverbrauchs im Szenariorahmen würden als sinnvoll gewählt angesehen.
- Der angenommene Bruttostromverbrauch würde mit den Zahlen aus der Eröffnungsbilanz der Politik von Anfang Januar zusammenpassen. Positiv wird der höhere Bruttostromverbrauch gegenüber dem letzten Szenariorahmen gesehen. Allerdings würde der Dualismus von Politik und Privatwirtschaft nicht klar.
- Der angenommene Bruttostromverbrauch in den drei Szenarien für das Jahr 2037 läge zwar etwas über dem Stromverbrauch des MMS1 und KIS-20302 des Projektionsberichts für 2030 würde aber in der sektoralen Aufteilung und der Aufteilung nach den klassischen und den neuen Stromverbrauchern durchaus plausibel erscheinen. Allerdings wäre die Betrachtung eines Szenarios mit drastischeren Effizienzmaßnahmen und dessen Auswirkungen auf den Netzausbau wünschenswert.

Höhe Bruttostromverbrauch zu hoch:

Mehrfachnennung

- Der angenommene Bruttostromverbrauch wird grundsätzlich als zu hoch angesehen. Wobei nur in einem Beitrag ein konkreter Zahlenwert von 120-150 TWh aufgeführt wird, um die der angenommenen Bruttostromverbrauch im Szenariorahmenentwurf zu hoch angesetzt wäre.

Einzelnenennung

- Weiterhin wird kritisch angemerkt, dass dadurch ein überhöhter Netzausbau zugunsten der ÜNB generiert würde. Deswegen wäre der Szenariorahmenentwurf in dieser Form abzulehnen.
- Die Annahmen zur Höhe des Strombedarfs sollten hinterfragt werden, da es durchaus Möglichkeiten zur Energiereduzierung in den verschiedensten Bereichen gäbe, die noch berücksichtigt werden könnten. In ihrem Landkreis hätten sie bspw. Optimierungen und Veränderungen in den Bereichen Bauen, Sanieren, private Haushalte, eigene Liegenschaften, Mobilität, Wirtschaft und Landwirtschaft und Bildung aufgedeckt.

Höhe Bruttostromverbrauch zu niedrig:

Einzelnenennung

- Mit Blick auf die zugrunde gelegten Studien und die Szenarienwerte wäre der Bruttostromverbrauch zu niedrig bemessen.
- Der im Szenariorahmenentwurf höchste angenommene Bruttostromverbrauch im Szenario B/C 2045 mit 1128 TWh wäre gegenüber der Strommarktde-signstudie des BEE und des Fraunhofer IEE/ISE mit 1265 TWh noch darunter. Das würde an dem höher angenommenen Wert für die inländische Elektrolyse liegen. Diese wäre aber von großer Wichtigkeit für die Flexibilität des Stromsystems und für die Senkung der Abhängigkeit von Wasserstoffimporten. Deswegen sollte mindestens in einem Szenario eine höhere Elektrolysekapazität angenommen werden.
- Die angenommenen Effizienzsteigerungen würden für unrealistisch angesehen. Dies würde unter anderem an der Befreiung der EEG-Umlage der energieintensiven Industrie liegen. Da dies kein Anreiz wäre,

um in Effizienzmaßnahmen zu investieren. Es wäre sogar eher nachteilig für die Unternehmen.

Ausgleich von Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch

Annahme nicht sachgerecht:

Einzelnenennung:

- Der Stromverbrauch des Gerätebestandes im Haushaltssektor sollte durch Effizienzsteigerungen über die 114 TWh für die Jahre 2037-2045 hinausgehen und auf 90 TWh gesenkt werden.
- Zweidrittel des Gebäudeenergieverbrauchs würden auf die Raumwärme entfallen. Bei der könnte durch den Einsatz von Wärmepumpen deutlich mehr eingespart werden als durch die restlichen elektrischen Anwendungen verbraucht würde. Außerdem sollte der Rebound-Effekt nicht in allen Szenarien gleich hoch angenommen werden.
- Nach den Berechnungen des BEE und des Fraunhofer IEE/ISE in ihrer Strommarktdesignstudie würden die neuen Verbraucher (insb. Wärmepumpen und Elektromobilität) zu mehr Strombedarf führen, welcher nicht durch Effizienzsteigerungen bei den anderen Verbrauchern kompensiert werden könnte.
- Es wäre davon auszugehen, dass die Effizienzgewinne ab dem Jahr 2037 den zusätzlichen Strombedarf durch die neuen Anwendungen überwiegen würden. In dem Beitrag wird auf die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora verwiesen, in der dies auch aufgezeigt würde.
- In einem Beitrag wird darauf verwiesen, dass im französischen Stromnetz bereits heute die vielen Wärmepumpen zu Verwerfungen am Strommarkt führen würden und deswegen Strom aus Deutschland importiert werden müsste. Des Weiteren würde die von der Bundesregierung angestrebte Sanierungsrate von 2% bei weitem nicht erreicht werden.
- Die Reduktion des Stromverbrauchs des Gerätebestandes durch Effizienzsteigerungen sei eher konservativ und würde keine besonderen Effizienz-Fortschritte berücksichtigen. Hier wäre eine Betrachtung eines sog. „Effizienz-Szenario“ wünschenswert. In diesem sollte aber nicht nur der Gerätebestand, sondern

auch eine ambitioniertere Entwicklung der Wohnfläche angenommen werden. In der RESCUE-Studie des Umweltbundesamtes wurde die Notwendigkeit einer sinkenden Wohnfläche bereits aufgezeigt.

Annahme sachgerecht:

Einzelnenennung

- Der Stromverbrauch im Haushaltsbereich sei bereits in den letzten Jahren durch den Einsatz von effizienteren Elektrogeräten rückläufig.
- Daneben gäbe es erhebliches Potenzial durch eine Reduktion der Pro-Kopf-Wohnfläche. Dafür müssten allerdings mehr Maßnahmen als bisher umgesetzt werden.

Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs

Mehrfachnennung

- Die angenommene Entwicklung für den industriellen Stromverbrauch wird als realistisch angesehen. Dabei wird meist darauf hingewiesen, dass die zugrunde gelegten Studien KNDE und LFS (Langfristszenarien) für die Herleitung des Stromverbrauchs der Industrie und GHD belastbare Ausgangsdaten liefern würden.
- Daneben wird aber auch der angenommene Stromverbrauch, insbesondere im Industriesektor, als zu niedrig erachtet. Vor allem in der chemischen Industrie würde nach Erwartungen der Branche der Stromverbrauch von heute 54 TWh auf über 500 TWh im Jahr 2050 ansteigen. Dies würde überwiegend an der Bereitstellung des benötigten Wasserstoffes sowie der Elektrifizierung der Prozesse und der Prozesswärmebereitstellung liegen.

Einzelnenennung

- Generell wird auf einen entsprechenden Mehrbedarf an Strom für die speziellen Industrien hingewiesen, welcher bei der Netz- und Strombedarfsplanung Berücksichtigung finden sollte oder ansonsten durch andere Industriezweige kompensiert werden.
- Der im Szenariorahmen angenommene Mehrverbrauch des Landes Schleswig-Holstein von 10 TWh bis 2037 bzw. 2045 wird beigeplottet. Dieser würde

in erster Linie durch die Gewinnung von Wasserstoff mittels Elektrolyse entstehen.

- Speziell ein Unternehmen aus der Industrie weist daraufhin, dass der Stromverbrauch im Industriesektor womöglich zu niedrig angenommen sein würde. Beispielsweise hätten sie selbst noch keine Anfrage für eine potentielle Erhöhung der Netzanschlusskapazität aufgrund von Dekarbonisierungsmaßnahmen gestellt, da diese noch nicht beziffert werden könnten. Auch eine Erweiterung eines Standortes befände sich erst am Anfang der Planung.
- Die Reduktion des Stromverbrauchs des Gerätebestandes im GHD-Sektor durch Effizienzsteigerungen sei eher konservativ und würde keine besonderen Effizienz-Fortschritte berücksichtigen. Hier wäre eine Betrachtung eines sog. „Effizienz-Szenario“ wünschenswert (bspw. auf Grundlage ambitionierter Ökodesign-Mindeststandards).

Dimensionierung DAC-Anlagen für die nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen

Einzelnenennung

- Die angenommene Betriebsweise im Szenariorahmenentwurf sei nicht nachvollziehbar. Es wird hinterfragt, weshalb nicht dieselbe Betriebsweise wie bei Elektrolyseuren zugrunde gelegt würde. Im Entwurf würde für die betriebsweise der DAC-Anlagen 7.000 Volllaststunden und für die Produktion von Wasserstoff nur 3.000 Volllaststunden angenommen. Dabei wäre eine Synchronisation sinnvoll, da beide notwendige Ausgangsstoffe für die Produktion von synthetischem Kraftstoff wären. Außerdem könnte nicht nachvollzogen werden, warum Elektrolyseure stark auf Preissignale am Strommarkt reagieren und DAC-Anlagen nicht.
- Es wird auf eine Studie des Mercator Research Institut on Global Commons and Climate Change verwiesen, in welcher für 2050 unvermeidbare Emissionen i.H.v. 62 Mio. t CO₂ und ein Potenzial für DAC in Deutschland von 35-55 Mio.t CO₂ ausgewiesen würde. Somit würden die vorgeschlagenen 20 Mio. t durch DAC nicht ausreichen. Außerdem würden als limitierende Faktoren für DAC-Anlagen die Bereitstellung der notwendigen Energie und das Vorhandensein von geologischen Speichern angesehen.

- Die Einspeicherung von CO₂ in den Untergrund sei mit erheblichen Umweltauswirkungen verbunden und dementsprechend müsste mit erheblichen Einwänden aus der Bevölkerung gerechnet werden. Eine Aufforstung von Wäldern, die Vernässung von Mooren oder ähnliche Methoden zur Erzielung von negativen Emissionen wären deutlich vorteilhafter und preisgünstiger. Die Industrie wiederum könnte den benötigten Kohlenstoff für ihre Prozesse alternativ aus dem Recycling von Kunststoffen und der nicht vermeidbaren Müllverbrennung beziehen.
- Es wird angemerkt, dass nach heutigem Wissensstand nicht geklärt sei, ob das eingelagerte CO₂ dauerhaft und vollständig in den Speichern verbleibt. Es wird weiterhin angemerkt, dass potentielle Umweltrisiken bestehen würden und die Wirtschaftlichkeit in Deutschland fraglich ist. Die Kompensation residualer Emissionen würde durch den Bereich LULUCF erfolgen. Dafür wären im KSG entsprechende Ziele festgeschrieben. Es würde einer sektorübergreifenden integrierten Betrachtung von Energie (Erzeugung, Verkehr, Gebäude und Industrie, Landwirtschaft, Abfall, Abwasser und LULUCF) brauchen. Aus diesem Grund sei der NEP der falsche Ort um Treibhausgasneutralität abzubilden. Ansonsten müssten die Szenario-Narrative viel weiter gefasst werden um diese Kompensation von allem zu berücksichtigen.

3. Großstromverbraucher

Industrie

Mehrfachnennung

- Es wird darauf hingewiesen, dass sich durch die notwendige Dekarbonisierung der Produktionsprozesse in der Industrie zukünftig ein deutlich höherer Stromverbrauch ergeben würde. Dabei unterscheiden sich die Beiträge der einzelnen Unternehmen zwischen Aussagen zu geplanten Projekten mit konkreten Angaben wie der Höhe des Stromverbrauchs und eher noch weit am Anfang stehenden Planungen bzw. Vorhaben ohne konkrete Angaben. Mehrfach wird angemerkt, dass mit der Erhöhung des Stromverbrauchs an den Industriestandorten ggf. ein Ausbau der Netzkapazitäten notwendig würde.
- Es wird bemängelt, dass im Szenariorahmen lediglich konkrete Projekte berücksichtigt würden, welche sich bereits im Bau befinden würden oder in der Detailplanung bereits sehr weit fortgeschritten wären. Dabei

würde für gemeldete Bedarfe mit Blick auf das Jahr 2045 naturgemäß noch keine Detailplanung vorliegen können. Diese Langfristüberlegungen sollten aber auch mitbetrachtet werden.

Rechenzentren

Mehrfachnennung

- Die angenommene Erhöhung des Stromverbrauchs durch Rechenzentren wird angezweifelt. Wobei einige den Stromverbrauch als zu hoch und andere wiederum als zu niedrig ansehen.
- Es wird darauf hingewiesen, dass durch die neuen Rechenzentren auch ggf. bereits bestehende Rechenzentren ersetzt würden und deswegen nicht einfach als zusätzlich angenommen werden könnten.
- Die regionale Konzentration von Rechenzentren im Raum Frankfurt (Hessen) in der Höhe von 5 GW wird angezweifelt. Einige weisen darauf hin, dass auch in anderen Bundesländern als in Hessen ein Bedarf an Rechenzentren bestehen würde.
- Es wird auf die mögliche Nutzung der Abwärme von Rechenzentren hingewiesen. In einem Beitrag wird unterstellt, dass bei den Annahmen im Szenariorahmen die Nutzung der Abwärme nicht berücksichtigt würde. In dem anderen wird sich die Frage gestellt, ob die Nutzung der Abwärme im Szenariorahmen berücksichtigt würde.
- Die ungleiche Verteilung der Rechenzentren sei nicht nachvollziehbar. Sollte diese auf aktuellen Planungen beruhen, könnte diese wegen ihrer Kurzfristigkeit und Dynamik nicht für Langfristprognosen herangezogen werden.

Einzelnenennung

- Die Regionalisierungskriterien und die daraus folgende Allokation der Rechenzentren sei überprüfungsbedürftig. Es seien Ansiedlungen abgebildet, welche bereits öffentlich wieder abgesagt worden wären. Andererseits würden aber konkrete Ansiedlungen, die noch nicht öffentlich verkündet worden sind, fehlen.

F Berücksichtigung von Speicher- möglichkeiten

1. Kleinspeicher

Einzelnenennung

- Mit einem passenden Marktmodell könnten Anreize für private Haushalte geschaffen werden, ihre Speicher größer zu dimensionieren. Deren Dimensionierung erfolge nach wie vor entsprechend der Eigenverbrauchsquote. Es müssten entsprechende Voraussetzungen und Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Flexibilitäts-Vermarktung ermöglichen wodurch eine Überdimensionierung von PV-Heimspeichern wirtschaftlich werden würde.
- Das Verhältnis 2 kWh Speicherkapazität pro kW installierte PV-Leistung für die Heimspeicher und Großbatteriespeicher wird grundsätzlich als realistisch erachtet, solange keine Flexibilitätsaufgaben übernommen werden.
- Der Einsatz von Elektromobilen als Stromspeicher sei unterschätzt.
- Auf Grund der niedrigen Stromerzeugungskosten mit Photovoltaik gegenüber den höheren Strombezugs-kosten insbesondere bei Tarifkunden werde derzeit bei etwa der Hälfte der PV-Anlagen im Einfamilienhausbereich ein Batteriespeichern errichtet. Das Delta aus dem sich der Stromspeicher finanziere, sei daher vor allem bedingt durch die Höhe der Abgaben und Umlagen. Die EEG-Umlage entfalle ab Juli 2022, und die Diskussion zu leistungsabhängigen Netzentgelten dauere an. Beides führe zu einem niedrigeren Arbeitspreis und mache so den Stromspeicher weniger attraktiv. Die Höhe von gesetzlich festgelegten Strompreisbestandteilen sei veränderlich; auf dieser Grundlage sollten keine Prognosen für den Ausbau von Kleinspeichern getroffen werden. Es biete sich daher an, den jetzigen Status quo fortzuschreiben.

Mehrfachnennung

- Die Quote von 100 % bei PV Heimspeichern sei sehr ambitioniert. Dies sei keine Flexibilität, die uneingeschränkt der netzdienlichen Systemsicherheit zugeschrieben werden könne.

2. Großspeicher

Einzelnenennung

- Die erwartbare Regionalisierung der PV-Freiflächen in der begleitenden Regionalisierung sei nicht adäquat abgebildet. Es drohe eine Fehlallokation der Großbatteriespeicher, wenn diese anhand der vorliegenden PV-Freiflächen Regionalisierung erfolge.
- Bei der Regionalisierung der Batteriespeicher und deren möglicher Netzdienlichkeit sollte sowohl eine räumliche Nähe der Speicher zu Stromerzeugern (z.B. großen PV-Freiflächenanlagen) als auch zu Lastzentren betrachtet werden.
- Die angenommene Quote von 100 % PV-Speicher sowie das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung von ca. 2 kWh / kW seien sehr optimistisch.
- Die Großbatteriespeicher-Kapazitäten von 57 GW seien sehr hoch gegriffen. In der Strommarktdesignstudie (Fraunhofer IEE und ISE) wurde ein Wert von 32 GW ermittelt. Es sei nicht von einem höheren Ausbau auszugehen.
- Die Annahme einer Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen sei nur bei marktorientiertem Einsatz sinnvoll, sofern geeignete

Anreize hierfür existieren. Anderenfalls würde eine unrealistisch netzentlastende Verteilung der Großbatteriespeicher unterstellt, die sich so nicht einstelle. Daraus würde eine zu eng bemessene Netzkapazität resultieren und eine gesteigerte Notwendigkeit für Netzeingriffe.

- Grundsätzlich sei die Regionalisierung von Großbatteriespeichern (GBS) anhand von PV-Freiflächen sinnvoll, weil die Lastprofile anderer Erzeugungsanlagen weniger Schwankungen aufweisen würden, die mit Kurzfristspeichern ausgeglichen werden könnten. Dadurch ermöglichen GBS in Verbindung mit einer PV-Freifläche eine kontinuierlichere Einspeisung und damit auch ein kontinuierlicheres Angebot für den Markt, wodurch Verteil- und Übertragungsnetze entlastet werden könnten. Alternative Verortungen der GBS bspw. am Lastschwerpunkt (bei Großverbrauchern) würden erfordern, dass Lastspitzen vom Erzeuger bis dorthin transportiert werden könn-

ten, damit nicht abgeregelt werden müsse. Für den marktorientierten Einsatz ist ein regionaler Flexibilitätsmarkt für Verteilnetzbetreiber eine zwingende Voraussetzung. Dieser kann sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

- Die Ausstattung jeder neu gebauten PV-Freifläche mit einem Großbatteriespeicher wird nicht als sinnvoll erachtet. Der GBS sei nicht zwingend notwendig, wenn in der Nähe der PV-Freifläche eine andere flexible Stromsenke (z.B. Großverbraucher, Pumpspeicher) verfügbar sei, die die Leistungsspitze aufnehmen und nutzen könnte. Im Gegensatz zu den Großbatteriespeichern sei bereits heute eine positive Tendenz im Bereich der PV-Heimspeicher sichtbar, da viele neue PV-Anlagen mit PV-Heimspeichern ausgestattet werden würden.
- Speicher in der Industrie oder im GHD dienen heute primär der Spitzenkappung und der Steigerung des Eigenverbrauchanteils. Mit einem passenden Marktmodell könnten Anreize für Unternehmen geschaffen werden, ihre Speicher größer zu dimensionieren. Dieses durch einen Markt entstehende Potenzial müsste bei den Speicherkapazitäten berücksichtigt werden.
- Die Annahme des Verhältnisses von 2 kWh Speicherkapazität pro kW installierte PV-Leistung für die Heimspeicher und Großbatteriespeicher sei grundsätzlich plausibel; wenn nicht auch andere Flexibilitätsaufgaben übernommen werden müssten, wie zum Beispiel das Ein- und Ausspeichern von Strom aus Windkraftanlagen.
- Die Frage des Speicherregimes sei nur untergeordnet oder gar nicht behandelt. Es sei offensichtlich, dass dem Szenariorahmen weiterhin belastbare Aussagen hin zu Langzeitspeichern fehlen. Diese Langzeitspeicher seien aber essentiell für das Funktionieren des Stromsystems in naher Zukunft und je nach Verortung im Stromsystem hätten sie erhebliche Auswirkungen auf den Netzbedarf, muss diese Frage nun unmittelbar für die weitere Netzplanung beantwortet werden.
- Die Kapazitäten seien nicht angemessen. Großspeicherprojekte wie das von Tesla in Australien würden zeigen, dass in Deutschland - etwa mit Big Battery Lausitz - zu klein gedacht würde.
- Die Möglichkeit von Druckluftspeicher mittels Ex-

pansionsturbine sei als Alternative zu Großbatteriespeicher zu betrachten.

- Die Annahmen über den Zubau von Batteriespeichern (S. 92/93) seien viel zu niedrig. Es müssten schon 2030 100 % der PV-Freiflächenanlagen mit lokalem Großbatteriespeichern ausgestattet werden, da durch diese Kombination der Strom abrufbar würde und im Wert steigen würde. Die Kostendegression von Batteriezellen um den Faktor 10 innerhalb der letzten 10 Jahre und weiter anhaltender Preisverfall würden dies klar aufzeigen.
- Es sei sinnvoll Netzpuffer zu realisieren. Ein Netzpuffer bestehe aus jeweils mindestens einem Batteriespeicher im Norden und Süden Deutschlands, die dazu genutzt würden, den Stromtransport in Zeiten ohne Netzengpässe zu verschieben. So würde in Summe die Übertragungskapazität des Bestandsnetzes erhöht und es könne mehr Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden. Netzpuffer könnten zudem – anders als die sog. Netzbooster – mit den bereits heute genutzten Betriebsroutinen der Übertragungsnetzbetreiber (präventive Netzbetriebsführung) betrieben werden. Daher sei beim Netzpuffer auch keine aufwendige Erprobung und Einführung neuer Betriebsroutinen erforderlich. Netzpuffer könnten bereits zu vergleichbaren Kosten wie erdverkabelte HGÜ-Leitungen realisiert werden. Zudem seien für die nächsten Jahre weitere deutliche Kostensenkungen bei Batteriespeichern zu erwarten. Netzpuffer würden neben der Transportkapazität des Bestandsnetzes zugleich die Netzsicherheit erhöhen, weil sie beispielsweise den Bedarf an Netzreserve verringern, dynamische Blindleistung zur Spannungsstützung bereitstellen sowie die Schwarzstartfähigkeit und den Netzwiederaufbau verbessern und somit einen erheblichen Zusatznutzen generieren würden. Große Batteriespeicher im Übertragungsnetz könnten damit vor dem Hintergrund der aktuellen Krise sowie der massiven ungeplanten Nichtverfügbarkeiten französischer Atomkraftwerke Ende 2021 einen besonderen Beitrag für den sicheren Netzbetrieb leisten.

Mehrfachnennung

- Die angenommene Speicherkapazität sei angemessen.
- Den angenommenen Potenzialen und der Regionalisierung der Großbatteriespeichern anhand der PV-Freiflächen wird nicht zugestimmt.

- Für einige Regionen seien zu pessimistische Annahmen getroffen. Der Zubau in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern würde nicht ausreichend berücksichtigt.
- Das Potenzial der Großbatteriespeicher sei überschätzt. Zudem sei nicht nachvollziehbar, dass die Regionalisierung der Großbatteriespeicher an die PV-Freiflächenanlagen geknüpft würde. Dies könnte zu einer Überschätzung des entlastenden Beitrags und damit zu einer Unterdimensionierung des Netzes führen. Eine ausgewogenere Orientierung zentraler Batteriespeicher auch an Lastzentren wäre sinnvoll.
- Der Ausbau der Großbatteriespeicherkapazitäten könne im Sinne eines marktorientierten Ansatzes erfolgen, es sollte dennoch das Potenzial für die Netzentlastung im Vordergrund stehen.
- Die pauschale Annahme den Ausbau der Speicherkapazitäten ausschließlich im räumlichen Zusammenhang mit PV-Anlagen anzunehmen sei zu grob. Es sei sinnvoll Großbatteriespeicher verstärkt an neuralgischen Punkten des Netzes aufzubauen.
- PV-Speicher erscheinen eine sinnvolle Ergänzung zu großen PV-Freiflächenanlagen zu sein. Die Potenziale solcher Speicher in Verbindung mit der Windenergie sollten jedoch auch geprüft werden.
- Überschüssige volatile Energie solle vor Ort im Norden oder auch im Süden gespeichert werden.

G Berücksichtigung von Klimaschutzzielen

Allgemein

Einzelnennung

- Bei der Erstellung der Szenarien sollten Natur- und Landschaftsschutzbelange in der Gesamtschau berücksichtigt und dargestellt werden.

Wasserstoff

Einzelnennung

- Die CO₂-Emissionsminderungsziele könnten erst bewertet werden, wenn gezeigt werden kann, dass der Energiesektor seine sektorspezifischen Minderungsziele mit den Szenarien erreicht.

- Eine Nutzung von importiertem Wasserstoff aus Regionen, welche sich noch nicht zu 100% selber nachhaltig versorgen sei nur Greenwashing, da Emissionen dabei nur verschoben würden.

Klimaschutzziele

Mehrfachnennung

- Die Klimaschutzziele seien durch die Berücksichtigung einer Klimaneutralität in 2045 und den Einbezug der erneuerbaren Ausbauziele ausreichend berücksichtigt.
- Die Szenarien seien nicht dazu geeignet, dass 1,5° C-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens einzuhalten.
- Die aktuell bestehenden Klimaschutzziele werden wiedergegeben, aber Verschärfungen durch die neue Bundesregierung oder zukünftige Verschärfungen seien nicht berücksichtigt.
- Die Berücksichtigung der verschärften Klimaschutzziele der Bundesregierung sei im Entwurf noch nicht vollständig erfolgt, dabei seien insbesondere die neuen Ausbauziele zu den einzelnen erneuerbaren Energien zu Berücksichtigen.

Einzelnenennung

- Zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommen müssten die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen für das Zieljahr 2045 dazu größtenteils bereits im Jahr 2035 erreicht werden. Die entsprechenden Rahmenparameter für ein solches Szenario müssten von der Politik gesetzt werden.
- Der Stromsektor müsste zur Einhaltung des 1,5 Grad-Ziels bereits im Jahr 2035 weitestgehend klimaneutral sein.
- Klimaschutzziele seien nur zu erreichen, wenn die Bereiche von Landwirtschaft, Kreislaufwirtschaft und Abfallentsorgung einbezogen würden. Es bestünden weitere Potenziale in der Nutzung von organischen Stoffen aus Abfallströmen in der Biogaserzeugung.
- Die Einhaltung der Klimaschutzziele sei durch die langsame Transformationsgeschwindigkeit des Szenario B 2037 gefährdet.

- Auch mit dem 100%-igen Erreichen der Klimaschutzziele könne das 1,5 Grad Ziel nicht eingehalten werden.

Direct-Air-Capture

Einzelnenennung

- Der Entwurf des Szenariorahmens beschreibe nicht konkret genug, mit welcher Motivation und mit welchem geplanten Nutzen Direct-Air-Capture-Anlagen angenommen würden. Es müsse präzisiert werden, welche Emissionen dadurch kompensiert werden sollen. Ebenfalls unklar sei, ob der abgeschiedene Kohlenstoff im Sinne eines Kohlenstoff-Kreislaufs (CCU) genutzt werden solle.
- In diesem Zusammenhang weist ein weiterer Konsultationsbeitrag darauf hin, dass die angenommene Entnahme von 20 Mt. CO₂/a nur ausreichend sei, wenn diese CO₂-Mengen einer dauerhaften Speicherung zugeführt werden. Sollten diese Mengen in der Industrie genutzt werden (CCU), dann müssten dementsprechend höhere Mengen abgeschieden werden.
- Der Betrieb von DAC sei sehr energieintensiv. Noch sei unklar, ob und in welchem Maße DAC marktfähig wird.
- Die mittels DAC zu kompensierenden Restemissionen im Jahr 2045 lägen bei 63. Mio. t CO₂-Äquivalent.
- Die wissenschaftliche Diskussion gehe von unterschiedlichen Mengen an CO₂ aus, die nach 2045 noch emittiert und kompensiert werden müssen. Die Bandbreite liege dabei zwischen 41 – 74 Mio. t CO₂ pro Jahr
- DAC habe noch erhebliche Entwicklungsschritte vor sich und sei sehr energieintensiv und wird daher erst später, wenn überhaupt, eine relevante Rolle spielen.
- Mit natürlichen LULUCF-Maßnahmen ließen sich die Emissionen ebenfalls einsparen.
- Die Annahmen von 20 Mio. t CO₂-Kompensation durch DAC sei im Szenariorahmen für 2045 angemessen bis leicht überhöht.
- Ohne konkrete Beschreibung, welche Emissionen der Szenariorahmen als „nicht vermeidbar“ betrachtet werden, sei eine konkrete Aussage über die Höhe der zu kompensierenden Emissionen nicht möglich.

- Die Regionalisierung nach den im Entwurf vorgeschlagenen Kriterien könne sinnvoll sein. Zum jetzigen Zeitpunkt sollte allerdings keine Priorisierung der Kriterien vorgenommen werden, sondern die Rahmenbedingungen projektspezifisch abgewägt werden.
- Eine mögliche permanente geologische Speicherung des CO₂ setzt geeignete Gesteinsformationen voraus, daher sei die Regionalisierung entlang dieser Gesteinsformationen sinnvoll.

CO₂-Zielvorgabe 2037

Mehrfachnennung

- Die fehlende Vorgabe eines CO₂-Zielwerts für 2037 wird kritisiert. Die mangelnde Festlegung eines CO₂-Budgets ist ein Hauptkritikpunkt des Bundesverfassungsgerichts am ursprünglichen Klimaschutzgesetz.
- Es sei unerlässlich, weitere Reduktionsmaßnahmen differenziert und hinreichend weit in die Zukunft festzulegen. Daher sollte in der Genehmigung ein konkreter Zielwert vorgegeben werden, welcher sich am Klimaschutzgesetz orientiert, aber dem Energiesektor einen höheren Beitrag beimisst.
- Es sei zweckmäßig, keinen konkreten Wert für 2037 festzulegen. Zielwerte über 2030 hinaus sollen für die einzelnen Sektoren erst im Jahr 2024 festgelegt werden und der Szenariorahmen sollte dem nicht vorgreifen.

Einzelnenennung

- Der Ansatz, die Restemissionen über das Verhältnis von grünem Wasserstoff zu Erdgasnutzung darzustellen, sei zu begrüßen. Zu klären bleibe dabei aber die Frage, wo der grüne Wasserstoff herkommt und wie er zu den Kraftwerken gelangt.
- Das Fehlen eines konkreten Zielwertes für 2037 wird kritisiert. Nach dem Klimaschutzgesetz 2021 werden ab 2024 jahresscharfe Minderungsziele je Sektor festgelegt. Damit ergäbe sich bis 2037 eine Minderung um 81% gegenüber 1990. Da ca. ein Fünftel der Emissionen auf den Energiesektor entfallen, könne der Zielwert für 2037 näherungsweise zu 40 Mio. t CO₂-Äquivalenten festgelegt werden. Ohne diese Festlegung wären die Klimaschutzziele nicht ausreichend

berücksichtigt, da die Betrachtung der THG-Budgets maßgeblich ist.

- Ein abstellen auf die sektorspezifischen Minderungsziele des Klimaschutzgesetzes sei sinnvoll.
- Ein CO₂-Deckel sei, auch vor dem Hintergrund, dass Gaskraftwerke zunehmend mit Wasserstoff betrieben werden sollen, kein limitierender Faktor.
- Trotz der Nachvollziehbarkeit der Annahme gäbe es ohne Zielvorgabe Probleme in der Modellierung: Beispielsweise ließe sich bei dieser Vorgehensweise ex-post kein Wasserstoffbedarf in den Kraftwerken ermitteln und ohne konkrete Festlegung der umzurüstenden Kraftwerke kann kein Handlungsbedarf hinsichtlich der Umrüstung und des zugehörigen Infrastrukturbedarfs ermitteln.
- Da der Stromsektor schon 2035 klimaneutral sein müsste, sollten Null-Emissionen als Zielwert vorgegeben haben.

H Marktmodell und Marktdesign

1. Allgemeine Aussagen zum Marktdesign

Einzelnenennung

- In einem Beitrag wird die ausschließlich auf einer zentralen Stromerzeugung ausgelegte Stromnetzentwicklung kritisiert. Im Szenariorahmen werde nicht untersucht, welche Vor- und Nachteile eine dezentrale Erzeugungsstruktur böte. Damit würde ein möglicher Entwicklungspfad des zukünftigen Stromsystems bei der Stromnetzplanung ausgeblendet.
- Es wird kritisiert, dass die Marktpreise die Transportkosten des Stroms nicht berücksichtigen. Hierdurch ergebe sich eine Verzerrung der tatsächlichen Stromproduktionskosten. Bei Berücksichtigung von Transportkosten würden sich sowohl die zukünftige Erzeugung als auch zukünftiger Strombedarf unter Berücksichtigung von Stromnetzkapazitäten ansiedeln. Zusätzlich würde durch eine Vernachlässigung der Transportkosten und bei Annahme einer Kupferplatte erheblicher Netzausbau ausgelöst und insbesondere der transeuropäische Stromhandel über das notwendige Maß hinaus forciert.

- Ebenso wird kritisiert, dass auf innerdeutsche aber auch transeuropäische Stromnetzengpässe ausschließlich mit Stromnetzausbau reagiert werde. Die Lösung sei hier die Trennung von Gebotszonen z.B. zwischen Nord- und Süddeutschland. Die Trennung der Preiszonen Deutschland und Österreich wird als Beispiel genannt. Die Trennung der Gebotszonen könnte dem Stromnetzausbau oder einer der Möglichkeiten der Bepreisung von Stromtransportkosten überlegen sein. Dies sei zu untersuchen und dann im Rahmen der Stromnetzentwicklung gegebenenfalls zu berücksichtigen.
- Es wird angeregt, dass bei einem zukünftigen Anpassen des Marktdesigns nicht nur die Erzeugungsseite, sondern auch die Verbraucherseite – hier insbesondere die Flexibilisierung der Verbraucher weiterentwickelt wird. Durch den Wegfall regelbarer Erzeugerleistung müsse sich zukünftig auch der Verbrauch in möglichst hohem, jedoch für den Kunden vertraglichen Anteil an die Fluktuationen der erneuerbaren Erzeugung anpassen. Ein erster Schritt hierzu könne in einer Nachfolgeregelung zu der bis zum 30.06.2022 befristeten Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) erfolgen.

Mehrfachnennung

- In einigen Beiträgen wird die Annahme von lastnahen Reserven im Zuge der Strommarktmodellierung im Lichte einer möglichen zukünftigen Weiterentwicklung des Strommarktdesigns unterschiedlich bewertet. Einerseits wird die Entstehung eines Reservemarktes jenseits des EOM gesehen. Dieser Reservemarkt ermögliche einen notwendigen Back-Up für die fluktuierende Erzeugung und könne weiterhin Systemdienstleistungen bereitstellen. Dies könne zukünftig nicht mehr ausschließlich aus mit einem EOM dargestellt werden. Andererseits wird gegenteilig die Ineffizienz von Märkten gesehen, die das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten vergüten. Regelbare Kraftwerkskapazitäten müssten zwar gemeinsam mit dem Import die Fluktuationen der erneuerbaren Erzeugung auffangen, dies müsse aber im Rahmen eines EOM geschehen. Die Vergütung von Kraftwerkskapazitäten würde lediglich zu deren Überbau führen.

2. Allgemeine Aussagen zum Marktmodell

Einzelnenennung

- Es wird gewünscht, mehr Transparenz hinsichtlich des zu erwartenden Aufkommens der fiktiven Kraftwerke zu haben als auch zum Technologiemarkt, voraussichtlichen Volllaststunden und zu den Standorten.
- In einem Beitrag wird gefordert, dass jede Außenhandelsbilanz, sei es die einer Volkswirtschaft, die eines Bundeslandes oder eines 380-kV-Netzknoten bilanziell ausgewogen sein müsse. Alternativ müsste jede Bilanz Einheit einen angemessenen Investitionszuschuss zum erforderlichen Netzausbau leisten. Jeder Netzausbau des Verbundnetzes sein dann rein wirtschaftlich getrieben.

Mehrfachnennung

- In einigen Beiträgen wird angeregt, dass die von den ÜNB vorgeschlagenen lastnahen Reserven bzw. fiktiven Kraftwerke als Marktkraftwerke und nicht als Reservekraftwerke mit höheren Grenzkosten modelliert werden sollten. Hierdurch würden die Kosten des Gesamtsystems minimiert. Weiterhin existiere in Deutschland derzeit kein (mit Ausnahme einer kleinen Kapazitätsreserve) Kapazitätsmarkt noch seien konkrete Planungen hierzu bekannt. Daher dürfe ein solcher Kapazitätsmarkt auch nicht von der Bundesnetzagentur angenommen werden.

3. Modellierung der CO₂-Ziele im Marktmodell

Einzelnenennung

- Die CO₂-Einspeisung in den Untergrund und das Grundwasser wird stark kritisiert, da diese Verfahren mit Umweltrisiken verbunden seien.
- Es wird angemerkt, dass laut verschiedenen Studien die Dekarbonisierung des Stromsektors bereits bis 2035 erreicht werden kann. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass eine Umstellung der Gaskraftwerke auf Wasserstoff bis dahin abgeschlossen sein sollte. Da diese Umstellung nicht die installierte Kapazität der Gaskraftwerke ändert, kann auf die Vorgabe eines konkreten CO₂-Zielwerts für das Jahr 2037 verzichtet werden.

4. CO₂- und Brennstoffpreise

Mehrfachnennung

- Die angenommenen Brennstoffkosten seien zu niedrig: Die Annahme leicht sinkender Kosten für fossile Energieträger sei falsch, die durchschnittlichen Preise seien steigend. Die Preise, vor allem für Erdöl und Erdgas, seien vor dem Hintergrund bereits bestehender Verknappung und sich abzeichnenden Problemen bei der Ausweitung der Produktionsmengen nach oben anzupassen.
- Der Erntefaktor würde abnehmen, was perspektivisch für höhere Preise sorgen könnte.

Einzelnenennung

- Im Entwurf angenommene höhere CO₂-Preise seien im Grundsatz zu begrüßen. Diese sollten allerdings schnellst möglich auf die errechneten Klimafolgekosten angehoben werden.
- In einem ökonomisch optimierenden Modell seien die Preisannahmen wesentlich und die Preisannahmen sehr optimistisch. Falsche Preise könnten dazu führen, dass das Modell in die falsche Richtung laufe.
- Die vergleichsweise geringen Preise für fossile Brennstoffe hätten nur wenig Einfluss auf das Nutzerverhalten, da die notwendigen Anreize zur drastischen Reduzierung des Verbrauchs fehlen würden. Wenn Investitionsentscheidungen durch die Verknappung von Emissionszertifikaten entstünden, müssten diese jedoch deutlich teurer sein als im Entwurf angenommen. Unter den Annahmen des Entwurfs seien die Klimaschutzziele nur durch starke ordnungspolitische Maßnahmen erreichbar, was unwahrscheinlich sei.
- Der Braunkohlepreis sei in den Szenarien für Deutschland irrelevant. Des Weiteren fehle der Preis für Wasserstoff.

I Abfragen

1. Raumordnungsabfrage

Einzelnenennung

Die Regionalabfrage der Bundesländer zu den EE-Ausbauzahlen (Anhang A1) sei mangelhaft. Die Zahlen seien losgelöst von den politischen Zielen und daher nicht zu gebrauchen.

2. Abfrage Verteilernetzbetreiber (Großstromverbraucher)

Mehrfachnennung

- Es wird die Position vertreten, dass sich die Großstromverbraucherabfrage eher nur für die Planung über einen kurzfristigen Zeitraum eignen würde. Für den langfristigen Planungshorizont des Szenariorahmens könnte sie nur als Allokationsgrundlage dienen.

Einzelnenennung

- Die Abfrage von Großstromverbrauchern durch die Bundesnetzagentur wird grundsätzlich begrüßt und sie wollen im Rahmen der Abfrage genaue Zahlen bzgl. neuer Rechenzentren einbringen.
- Die Großstromverbraucherabfrage wird grundsätzlich zur Allokation der zu erwartenden Mehrverbräuche begrüßt. Allerdings wird eine Lokalisierung über die Mehrverbräuche aus der Abfrage wiederum als nicht angebracht angesehen. Es würde das Risiko bestehen, dass Regionen mit verbrauchsintensiven Großverbrauchern und gut vernetzten Stromnetzbetreibern zu hohe Industriestromverbräuche zugeschrieben bekämen. Das läge daran, dass kleinteiligere Industrieverbraucher bei ihren Planungen nicht so weit in die Zukunft blicken würden wie große Industrieunternehmen.
- Die Großstromverbraucherabfrage würde zu stark abweichenden Ergebnissen zwischen den einzelnen Bundesländern führen. Der Fokus würde dabei eher auf NRW, SH und RP liegen. Wohingegen ein Mehrverbrauch von 5 TWh für Baden-Württemberg als eher zu niedrig erachtet wird. Es wird auf eine Studie des Verbands für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e.V. hingewiesen, in welcher der industrielle Stromverbrauch bis 2045 auf bis zu 45 TWh ansteigen würde.

J Europäischer Rahmen

1. Allgemeines

Mehrfachnennung

- Es sei darauf zu achten, dass der importierte Strom aus dem europäischen Ausland ebenfalls klimaneutral sei, um Carbon-Leakage zu verhindern.

Einzelnenennung

- Die Annahmen des Entwurfs stellten einen Bruch mit Annahmen in bisherigen Prozessen dar und seien darüber hinaus nicht im aktuellen TYNDP-Prozess dargestellt. Dadurch würde es zu grob fehlerhaften Ergebnissen in den Prozessen auf europäischer Ebene kommen. Aufgrund der dominanten Rolle Deutschlands im europäischen Energiesystem sei eine Berücksichtigung bereits in den Szenarien des TYNDP 2022 notwendig.
- Ein einheitlicher europäischer Strommarkt mit einer höheren Gesamteffizienz und kostengünstigem Stromtransport auch über Ländergrenzen hinweg wäre ein signifikanter Schritt zur Unterstützung der Industrie auf dem Weg zur Klimaneutralität.
- Ein Umzug der Industrieanlagen hin zu den Grünstromquellen sei dabei sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch aus Gründen der CO₂-Emissionen keine Option.
- Ein möglichst freizügiger europäischer Binnenmarkt sei sinnvoll, könne aber zu weiteren inländischen Netzausbaumaßnahmen führen, insbesondere im Kontext der im Clean Energy Package festgelegten Erhöhung der verpflichtend zur Verfügung stehenden Handelskapazität.
- Aktuelle ENTSO-E Daten würden ausweisen, dass der grenzüberschreitende Stromhandel seit 2019 stagniert. Daraus könne gefolgert werden, dass ein Ausbau der Interkonnectoren nicht notwendig sei.
- Die durch Interkonnectoren entstehende „Mittutzung“ von Kernkraftwerken im Ausland sei zu hinterfragen.
- Der Einfluss der hohen EE-Leistungen in Deutschland auf das europäische Ausland sei zu untersuchen, z.B. ob der französische Spotmarkt in einer Dunkelflau-

situation unangemessen beeinflusst würde und sich Deutschland daher an der Finanzierung von Kernkraft in Frankreich beteiligen müsste

2. Zuordnung der europäischen Szenarien

Mehrfachnennung

- Eine große Mehrheit der Konsultationsbeiträge hält das Szenario „Distributed Energy“ für das passendste Auslandsszenario.

Einzelnenennung

- Das Szenario „Distributed Energy“ müsse unter anderem wegen der im Vergleich zum Szenario „Global Ambition“ deutlich größeren Energieautonomie der EU als nicht nachvollziehbar abgelehnt werden. Auch große, zentrale Technologien wie Wind-Offshore und Großbatteriespeicher spielen in „Distributed Energy“ im Vergleich zu „Global Ambition“ eine kleinere Rolle.
- Die Szenarien des TYNDP 2022 enthielten erhebliche Investitionen in Kernkraft und stünden damit im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende.

3. Europäischer Handel

Interkonnectorenziel 2045

Mehrfachnennung

- Bei großflächig ansteigender Nachfrage aufgrund einer bestimmten Wettersituation (Dunkelflaute) sei nicht zu erwarten, dass die Nachbarländer Deutschland mitversorgen, wenn dort selber ein Mangel herrsche. Dies sei auch dann ein Problem, wenn das europäische Denken der Versorgungssicherheit als volkswirtschaftlich optimal erscheine.
- Die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik führe zu einer (deutlich) zu hohen Austauschleistung und Überschätzung der Interkonnectorenkapazitäten.

Einzelnenennung

- Der von den ÜNB vorgeschlagene 15 % Zielwert könne aus der Leistung regelbarer fossiler und nuklearer Kraftwerke abgeleitet werden. Alternativ könne die abgeregelte Spitzenleistung von Windenergie und PV genutzt werden, wodurch sich der Bezugswert

der 15-Prozent-Regel zu ca. 140 GW ergeben würde, woraus ein Wert für Interkonnektoren von 20 GW entstünde, der bereits heute vorliegt. Der von den ÜNB vorgeschlagene Ansatz würde zu einer nicht gerechtfertigten Überschätzung des Bedarfs von Interkonnektoren führen.

- Anstelle 15 % der installierten Leistung, sollte die Handelskapazität von 15 % der maximal eingespeisten Leistung ausgehen. Zur Verteilung auf die einzelnen Grenzen sollte nicht die Werte für 2037 zu skalieren, sondern die Grenzen anzuheben, für die die Langfristszenarien einen höheren Nutzen ermittelt haben.
- Die ÜNB-Vorschläge seien angemessen.
- Das 15-Prozent-Ziel sei nicht ausreichend, da der Transport von großen Mengen Grünstrom ermöglicht werden müsste.
- In einer Studie würde für 2050 lediglich eine Interkonnektorenleistung von 42 GW angenommen um die Versorgungssicherheit ausreichend zu gewährleisten. Solch ein interner Pfad sollte im Szenariorahmen unbedingt betrachtet werden.
- Nach einem anderen Verfahren zum Ermitteln des NTC-Wertes für 2045, seien die Zahlen des Szenariorahmens und eine Dunkelflaute über Deutschland und dem benachbarten europäischen Ausland anzunehmen. Darauf aufbauend könnte modelliert werden, welche Kraftwerksleistung auf dem europäischen Markt verfügbar ist und wie sich die Lastflüsse ergäben. Darauf aufbauend sollte die Interkonnektorenkapazität abgeleitet werden.

Anwendung FBMC in 2037 und NTC in 2045

Mehrfachnennung

- Die Verwendung von FBMC nur in den 2037er Szenarien und dem NTC-Verfahren in den 2045er Szenarien sei in Anbetracht der Unsicherheiten angemessen.

Einzelnenennung

- Trotz der großen Unsicherheiten sollte eine einheitliche Verwendung von FBMC sowohl im Jahr 2037 als auch im Jahr 2045 angenommen werden.

- Bei der Anwendung von FBMC sei die Annahme einer Kupferplatte in den jeweiligen Marktgebieten zu hinterfragen.
- Die Anwendung von FBMC in beiden Zieljahren sei aus Gründen der Vergleichbarkeit vorteilhafter, aufgrund der hohen Unsicherheit könnte die Nutzung des NTC-Verfahrens in 2045 nachvollzogen werden.
- Bei Anwendung des NTC-Verfahrens käme es zu einer niedrigeren Verfügbarkeit von grenzüberschreitender Handelskapazität, was sich im Netzausbaubedarf widerspiegeln könne.
- Die NTC-Gesamtkapazität in 2045 sollte am prognostizierten Gesamtnutzen für den Markt orientiert werden.

Zusätzliche Interkonnektoren

Mehrfachnennung

- Die vorgeschlagenen zusätzlich zu betrachtenden Interkonnektoren könnten als angemessen bezeichnet werden.

Einzelnenennung

- Die Interkonnektoren, welche sich in einer CBA als vorteilhaft erweisen, sollten sich auch in der finalen Markt- und Netzmodellierung wiederfinden. Die bereits im letzten NEP mittels CBA als ökonomisch sinnvoll identifizierten Interkonnektoren sollten von Beginn an in den Modellierungen berücksichtigt werden.
- Der Vorschlag der zusätzlichen Interkonnektoren sei angemessen, wenn sichergestellt ist, dass die Interkonnektoren eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit haben.
- Das Interkonnektorenprojekt P74 (Vöhringen – Westtirol) sollte Teil der Prüfung des neuen NEP sein und nicht vorab festgelegt werden.
- Über die vorgeschlagenen Interkonnektoren hinaus müsste geprüft werden, ob zusätzliche Interkonnektoren sinnhaft seien, um die europäischen Interkonnektivitätsziele zu erreichen. Diese Projekte könnten anschließend im Rahmen zukünftiger TYNDPs mit den europäischen Partnern vereinbart werden.

K Ausblick

Die Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 bildet die Grundlage zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs für die Zieljahre 2037 und 2045.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 12b Absatz 3 EnWG aufgefordert, bis zum 10.12.2022 einen 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom zu erstellen. Der konsultierte 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ist bis zum 08.05.2023 bei der Bundesnetzagentur einzureichen.

Die Bundesnetzagentur stellt im Anschluss den 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans und die vorläufigen Prüfungsergebnisse ebenfalls der Öffentlichkeit zur Konsultation vor.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen bestätigt die Bundesnetzagentur schließlich alle erforderlichen Maßnahmen.

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Juli 2022